elia
Elia Group

Plan de développement

fédéral du réseau de transport

2024-2034



NOVEMBRE 2022

SOMMAIRE

1. CONTEXTE 42

1.1. Cadre légal 44

1.1.1. Elia 44

1.1.2. Le rôle du gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique dans le marché libéralisé de l'électricité 44

1.1.3. L'établissement d'un plan de développement du réseau de transport d'électricité 47

1.1.3.1. Contexte légal relatif au plan de développement 47

1.1.3.2. Lien avec les plans régionaux 47

1.1.3.3. Procédure d'élaboration 48

1.2. La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050 50

1.2.1. Le changement climatique est un défi mondial 52

1.2.2. Le moment charnière de l'Europe – Un système énergétique neutre en carbone d'ici 2050 54

1.2.2.1 Le Green Deal – Le projet de neutralité climatique 55

1.2.2.2. La loi européenne sur le climat : Objectif contraignant pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 56

1.2.2.3. Le paquet « Fit for 55 » et le Plan « RePowerEU » 57

1.2.3. La transition énergétique en Belgique 62

1.2.3.1. La politique en Belgique 62

1.2.3.2. Roadmap to net zero 64

1.3. Motifs du développement du réseau 66

1.3.1. Développement européen et sécurité d'approvisionnement 66

1.3.2. Durabilité 68

1.3.3. Clients et gestionnaires de réseau de distribution 69

1.3.4. Fiabilité de l'approvisionnement électrique local 69

1.3.5. Conformité fonctionnelle et technologique 71

1.4. Méthodologie de développement de réseau 72

1.4.1. Les scénarios comme avenirs possibles du système énergétique 73

1.4.2. Détection des besoins 73

1.4.2.1. Études de marché 74

1.4.2.2. Études de load flow 75

1.4.2.3. Études sur la stabilité du système 76

1.4.2.4. Modèles pour l'état et les performances des équipements 77

1.4.3. Élaborer la solution 79

1.4.3.1. Utilisation maximale de l'infrastructure existante 79

1.4.3.2. Développer de nouveaux produits et services 79

1.4.4. Gestion dynamique de portefeuille 82

1.4.5. Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal 83

1.4.5.1. Bien-être socio-économique (B1) 86

1.4.5.2. Bénéfices supplémentaires pour la société découlant de la variation des émissions de CO_2 (B2) 87

1.4.5.3. Intégration des énergies renouvelables (B3) 88

1.4.5.4. Variation des pertes de réseau (B5) 88

1.4.5.5. Impact sur la sécurité de l'approvisionnement (B6) 89

1.5. L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia 90

1.5.1. Lutte contre le changement climatique 90

1.5.2. Soutien public aux infrastructures 94

1.5.2.1. Participation et communication 94

1.5.2.2. Optimisation de l'infrastructure existante 95

1.5.2.3. Intégration visuelle 95

1.5.2.4. Politique sur les champs électromagnétiques 96

1.5.3. Protection de l'environnement 98

1.5.3.1. Politique de réduction du bruit 98

1.5.3.2. Politique de protection des eaux souterraines et des sols 98

1.5.3.3. Postes de la politique de gestion de l'eau 98

1.5.3.4. Politique de conservation de la nature 99

2. OUTLOOK 100

2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport 102

2.1.1. Cadre pour la création de scénarios 102

2.1.1.1. Horizons temporels étudiés et lien avec d'autres études menées par Elia 103

2.1.1.2. Impliquer les parties prenantes par le biais de la « Task Force Scenarios » 103

2.1.1.3. Calendrier d'élaboration des scénarios 104

2.1.1.4. Disclaimer 104

2.1.2. Scénarios TYNDP et mises à jour nécessaires 105

2.1.2.1. Aperçu des scénarios TYDNP 2022 105

2.1.2.2. Améliorations concernant la quantification des données d'entrée 106

2.1.2.3. Amélioration de la modélisation du marché de l'électricité 106

2.1.3. Storylines 107

2.1.4. Des storylines aux scénarios 110

2.1.5. Simuler le système énergétique 112

2.1.5.1. Processus général 112

2.1.5.2. Périmètre de simulation 113

2.1.5.3. Modèle de dispatch économique 113

2.1.6. Quantification des scénarios 114

2.1.6.1. Hypothèses pour la Belgique 114

2.1.6.2. Hypothèses pour l'Europe 123

2.1.6.3. Hypothèses détaillées pour des pays spécifiques en Europe 131

2.1.7. Résultats de dispatching du marché 139

2.1.7.1. Mix énergétiques 139

2.1.8. Demande d'énergie primaire et dépendance à l'égard des importations pour l'UE-27 142

2.1.8.1. Approvisionnement en énergie primaire 142

2.1.9. Émissions de gaz à effet de serre 144

2.1.9.1. Émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'électricité 144

2.1.9.2. Émissions non CO_2 et négatives 146

2.1.9.3. Total des émissions de GES 146

2.2. Un système énergétique intégré 148

2.2.1. Un système énergétique intégré pour une Europe neutre sur le plan climatique 148

2.2.2. L'efficacité énergétique au cœur du nouveau système énergétique 149

2.2.3. Une plus grande électrification directe des secteurs des utilisateurs finaux 152

2.2.4. L'utilisation de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone 153

2.2.5. Système multidirectionnel 155

2.3. La technologie dans la transition énergétique 158

2.3.1. HVDC ou High Voltage Direct Current 158

2.3.2. Compensateur synchrone 167

2.3.3. Alternatives au gaz SF_6 168

2.3.4. Projets innovants pour une utilisation plus optimale et plus sûre du réseau 170

2.3.4.1. Analyse avancée et IA pour le dispatching 170

2.3.4.2. Convertisseurs de type « grid forming » 171

3. IDENTIFICATION DES BESOINS DU SYSTÈME 172

3.1. Introduction 174

3.2. Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore 176

3.2.1. Six Enseignements clés pour le développement du réseau 177
3.2.2. En quoi consiste l'actuelle étude IoSN d'ENTSO-E ? 178
3.2.3. Quel est l'objet de l'étude complémentaire d'Elia ? 181
3.2.3.1. Scénario de marché 182
3.2.3.2. Ambitions pour les SER offshore en Europe 182
3.2.3.3. Réseau de référence et hypothèses générales 183
3.2.3.4. Fonction objectif 185
3.2.3.5. Limitations 185
3.2.4. Résultats clés pour l'Europe à l'horizon 2035 186
3.2.4.1. Résultats généraux 186
3.2.4.2. Comparaison avec les résultats IoSN 2020 d'ENTSO-E 187
3.2.4.3. Interconnexions directes 188
3.2.4.4. Avantages de l'intégration des SER offshore et des réseaux offshore 188
3.2.4.5. Le renforcement du réseau onshore reste essentiel 189
3.2.4.6. Convergence des prix 190
3.2.5. Principaux résultats pour la Belgique à l'horizon 2035 191
3.2.5.1. Potentiel des SER offshore 191
3.2.5.2. Interconnexions directes 192
3.2.5.3. Convergence des prix 192

3.3. Besoins de développement du réseau interne 380 kV 193

3.3.1. Le réseau interne 380 kV et la nécessité de son développement 194
3.3.2. Étude pour identifier les besoins du réseau interne 380 kV 195
3.3.3. Besoins du système du réseau interne 380 kV en 2030 197
3.3.3.1. Contexte et conditions préalables 197
3.3.3.2. Résultats 198
3.3.4. Besoins du réseau interne 380 kV en 2035 200
3.3.4.1. Contexte et conditions préalables 200
3.3.4.2. Résultats 201
3.3.5. Impact d'une prolongation du nucléaire sur les besoins du réseau interne 380 kV 203
3.3.5.1. Contexte et conditions préalables 203
3.3.5.2. Résultats 203
3.3.6. Conclusions 206

3.4. Moyens de gestion de la tension 208

3.4.1. Qu'est-ce que l'équilibre MVAr et pourquoi est-il si important ? 208
3.4.2. Le contrôle de la tension devient de plus en plus difficile 210
3.4.3. Les besoins futurs concrets des dispositifs de régulation de la tension 212

3.5. Besoins de stabilité dus à l'intégration de grandes quantités de ressources renouvelables 213

3.5.1. Inertie 214
3.5.2. Forme d'onde de tension rigide 217
3.5.3. Courant de court-circuit suffisamment élevé 221

3.6. Exploration du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique 222

3.6.1. Scénarios et sensibilités 223
3.6.1.1. Répartition géographique de la consommation 225
3.6.2. Aperçus de l'étude exploratoire 229

3.7. Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées 230

3.7.1. Impact sur la puissance de transformation vers la Moyenne Tension 231
3.7.2. Hypothèses 232
3.7.3. Résultats 234
3.7.4. Conclusions 235

3.8. Besoins de remplacement 236

3.8.1. Les équipements de protection 236
3.8.2. Les équipements de haute tension 237
3.8.3. Les équipements de lignes à haute tension et câbles sous-terrain 237
3.8.4. Méthodes d'optimisation de la gestion des remplacementS développéEs par Elia 238

4. ÉVOLUTION DU SYSTÈME HORIZONTAL BELGE 240

4.1. Hypothèses utilisées dans l'analyse coûts-bénéfices 244

4.2 Développement et intégration du réseau offshore 246

4.2.1. L'île Princesse Elisabeth - extension du MOG 248
4.2.2. Nautilus 253
4.2.3. TritonLink 256
4.2.4. Offshore Energy Hub 260
4.2.5. Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable en mer du Nord belge 264

4.3. Poursuite du développement des interconnexions onshore 265

4.3.1. Renforcement Lonny (FR) - Achêne - Gramme (LAG) 265
4.3.2. Renforcement Van Eyck - Maasbracht (NL) 269
4.3.3. Deuxième interconnecteur Belgique - Allemagne 272

4.4. Création de capacité d'accueil 277

4.4.1. Nouvelle sous-station Baekeland 277
4.4.2. Autres points de raccordement 380 kV 279
4.4.3. Raccordement de nouvelles unités de production et de stockage 281
4.4.4. Interaction entre le système horizontal et le système vertical 283

4.5. Développement du réseau interne 380 kV 285

4.5.1. Optimiser le potentiel existant 287
4.5.1.1. Renforcement du backbone interne Centre-Est 287
4.5.1.2. Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers 291
4.5.1.3. Renforcement du backbone interne Sud-Est 294
4.5.1.4. Placement du Dynamic Line Rating 297
4.5.2. Réalisation des liens manquants 298
4.5.2.1. Ventilus 298
4.5.2.2. Boucle du Hainaut 300
4.5.2.3. Renforcement de l'axe Gezelle - Van Maerlant 302
4.5.3. Assurer la stabilité du système 303
4.5.3.1. Moyens de gestion de la tension phase 3 303
4.5.3.2. Moyens de gestion de la tension phase 4 304
4.5.3.3. Compensateurs synchrones 304

4.6. Facilitation à long terme de la transition énergétique 306

4.6.1. North Sea Offshore Grid 306
4.6.2. Développement des interconnexions onshore 307
4.6.3. Développements supplémentaires du backbone 308

4.7. Carte récapitulative du développement du système horizontal 309

5. ÉVOLUTION DU SYSTÈME VERTICAL BELGE 312

5.1. Vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV 314
5.1.1. Découplage des réseaux de transport 220 kV et 150 kV 314
5.1.2. Amélioration de la tenue aux courts-circuits des sous-stations 150 kV 314
5.1.3. Intégration de la production centralisée et décentralisée 315
5.1.4. Besoin de capacité de transformation supplémentaire vers la moyenne tension à la suite de la hausse des prélèvements dans le réseau moyenne tension 316
5.1.5. Investissements de remplacement 316
5.1.6. Rationalisation des réseaux de transport local 36 kV et 70 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés 317
5.1.7. Considération sur l'usage de la flexibilité 317

5.2. Province d'Anvers 318
5.2.1. La Campine 318
5.2.2. Ville d'Anvers 150 kV 318
5.2.3. Restructuration du réseau 70 kV Malines - Heist-op-den-Berg 319
5.2.4. Renforcement du port d'Anvers 319
5.2.5. Restructuration de l'axe Schelle - Lier - Herentals 319
5.2.6. Projets de remplacement 320

5.3. Région de Bruxelles-Capitale 321
5.3.1. Développement dans la partie ouest de Bruxelles 321
5.3.2. Développement dans la partie est de Bruxelles 321
5.3.3. Projets de remplacement 322

5.4. Province du Hainaut 323
5.4.1. Projets liés au backbone interne 380 kV 323
5.4.2. Poursuite de l'évolution vers un réseau 150 kV 323
5.4.3. Région du Centre 323
5.4.4. Alimentation de Mons 324
5.4.5. Renforcement de la transformation et rénovation du réseau du Grand Charleroi 324
5.4.6. Evolution entre Gilly et Jumet 324
5.4.7. Région du Borinage 324
5.4.8. Zoning de Ghlin 325
5.4.9. Thuillies 325
5.4.10. Région entre Sambre et Meuse 325
5.4.11. Scission du poste 150 kV de Gouy en deux postes distincts Nord-Sud 326
5.4.12. Baudour – Quaregnon 326
5.4.13. Remplacement de lignes 150 kV par des câbles entre Ruien et Chièvres 327
5.4.14. Création poste en entrée sortie à Tergnée 380 kV 327
5.4.15. Restructuration région Oisquercq – Gouy – Seneffe – Feluy 328
5.4.16. Projets de remplacement 329

5.5. Province du Limbourg 330
5.5.1. Limbourg 150 kV 330
5.5.2. Restructuration du réseau 70 kV autour de Tessenderlo et Beringen 330
5.5.3. Restructuration du réseau 70 kV dans la région du Limbourg 331
5.5.4. Projets de remplacement 331

5.6. Province de Liège 332
5.6.1. Boucle de l'Est 332
5.6.1.1. Boucle de l'est : deuxième phase du renforcement 332
5.6.1.2. Brume : installation d'un hub de production décentralisée 332
5.6.1.3. Boucle de l'est : possibilités de renforcements ultérieurs 332
5.6.1.4. Heid-de-Goreux et Saint-Vith : remplacement des postes 333
5.6.2. Restructuration de la poche Monsin et Bressoux 333
5.6.3. Restructuration de la Boucle de Hesbaye 333
5.6.4. Raccordement de nouvelles centrales avec impact sur le réseau général 333
5.6.5. Projets de remplacement 334

5.7. Province du Luxembourg 335
5.7.1. Zone Bomal – Hotton 335
5.7.2. Boucle d'Orgéo 335
5.7.3. Restructuration du 220 kV dans la province du Luxembourg 335
5.7.4. Projets de remplacement 336

5.8. Province de Namur 337
5.8.1. Vision globale 337
5.8.2. Découplage avec le Hainaut 337
5.8.3. Découplage avec Liège 337
5.8.4. Développement du réseau de Namur 338
5.8.5. Projets de remplacement 338

5.9. Province de Flandre orientale 340
5.9.1. Projets liés au backbone interne 380 kV 340
5.9.2. Eeklo 340
5.9.3. Port de Gand 341
5.9.4. Gand Centre 341
5.9.5. Alost - Dendermonde - Malderen 341
5.9.6. Port d'Anvers rive gauche : raccordement de production décentralisée et renouvelable 342
5.9.7. Région Aalter 342
5.9.8. Impact de la construction du deuxième bassin à flot dans le port d'Anvers 342
5.9.9. Remplacement des lignes 150 kV par un câble à Ruien et Chièvres 342
5.9.10. Projets de remplacement 343

5.10. Province du Brabant flamand 344
5.10.1. Développements liés à la restructuration du réseau en Région de Bruxelles-Capitale 344
5.10.2. Restructuration du réseau 70 kV Diest - Kersbeek - Tirlemont 344
5.10.3. Remplacement de la ligne 150 kV entre les sous-stations de Gouy et de Drogenbos 344
5.10.4. Projets de remplacement 345

5.11. Province du Brabant Wallon 346
5.11.1. Renforcement de la transformation vers la moyenne tension à Waterloo 346
5.11.2. Remplacement de la liaison souterraine 150 kV entre les postes de Gouy et Drogenbos 346
5.11.3. Restructuration région Oisquercq - Gouy - Seneffe - Feluy 347
5.11.4. Projets de remplacement 347

5.12. Province de Flandre occidentale 348
5.12.1. Projets liés au backbone interne 380 kV - Flandre occidentale 348
5.12.2. Renforcement de la capacité de transformation 150/36 kV à Coxyde et Zedelgem 349
5.12.3. Région de Courtrai 349
5.12.4. Westhoek 350
5.12.5. Zeebrugge 350
5.12.6. Slijkens 351
5.12.7. Évolution du réseau 150 kV dans la région côtière 351
5.12.8. Projets de remplacement 351

6. PROJETS POUR UNE UTILISATION OU UNE GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU 354

6.1. Sécurité : protection des sous-stations et des sites 356

6.2. Black-out mitigation 357

6.3. Green substations 358

6.4. Les besoins de développement du réseau Datacom 359

6.4.1. Introduction 359
6.4.2. Les éléments constitutifs du réseau Datacom 361
6.4.3. Le réseau fibre optique d'Elia en Belgique 362
6.4.4. Aperçu de projet 364
6.4.5. Cybersécurité 365

7. ANNEXE 366

7.1. Introduction 368

7.2. Tableau récapitulatif des projets pour le développement du réseau de transport 380 kV, des interconnexions (jusqu'à 220 kV), et des développements du réseau offshore 369

7.3. Tableau comparatif: type d'approbation plan de développement actuel et précédent 374

7.4. Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux de transport 220-150-110 kV 375

7.5. Tableau récapitulatif des projets transversaux 385

7.6. Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets 386

7.7. CBA Nautilus 399

7.8. CBA Van Eyck - Maasbracht 399

7.9. CBA Offshore Energy Hub 400

7.10. CBA BE - DE II 400

7.11. CBA Lonny - Achêne - Gramme 401

7.12. CBA TritonLink 401

7.13. Figures 402

7.14. Abbréviations 405

7.15. Sources 406

7.16. Légende des cartes 410

FIGURES ET TABLEAUX

Figure 1 : Les 5 principes de l'élaboaration du Plan de développement fédéral 23
figure 2 : évolution essentielle d'une seule à trois boucles sur le réseau 380 kv 28
Figure 3 : Scénarios servant de base au plan de développement 31
Figure 4 : Représentation schématique du développement du réseau de transport 34
Figure 5 : Aperçu de l'évolution des infrastructures du système horizontal 38
Figure 6 : Piliers du développement 220 kV, 150 kV et 110 kV 40
Figure 1.3 : Émissions de CO_2 dans les scénarios du World Energy Outlook au fil du temps, 2000-2050 – FIGURES [IEA-1] 52
Figure 1.4 : Augmentation de la température en 2100 par rapport à la période préindustrielle, par scénario 53
Figure 1.5 : Émissions européennes de CO_2 (ou équivalent) dans tous les secteurs [CAT-1] 54
Figure 1.6 : Aperçu des éléments du Green Deal [EU Commission, Communication from the Commission, "The European Green Deal", Brussels 11.12.2019, COM (2019) 640 final, p.3.] 55
Figure 1.7 : Aperçu des propositions législatives contenues dans le paquet "Fit for 55" de juillet 2021 57
Figure 1.8 : Étude Roadmap to net zero Elia - illustration des pays présentant un déficit ou un excédent de potentiel SER 63
Figure 1.9 : Représentation simplifiée de l'impact positif pour la société d'une interconnexion sur le marché de l'électricité pour une heure donnée. Le montant en x €/MWh représente le prix que les consommateurs paient sur le marché de gros par MWh 67
Figure 1.10 : Principaux motifs déterminant la consommation d'électricité 69
Figure 1.11: Inondation d'un poste à haute tension suite aux pluies extrêmes de juillet 2021 71
Figure 1.12 : Processus d'identification des projets du plan de développement 72
Figure 1.13 : Données d'entrée et de sortie des simulations de marché 74
Figure 1.14 : Exemples d'une tension de réseau stable de 50 Hertz 76
Figure 1.15 : Exemple de courant perturbé, suite à un court-circuit. Après avoir éliminé le court-circuit, le courant est de 0 kA 76
Figure 1.16 : Gestion des équipements basée sur le temps ou sur l'état des équipements 77
Figure 1.17 : Évaluation des solutions possibles 81
Figure 1.18 : Gestion dynamique du portefeuille de projets 82
Figure 1.19 : Représentation schématique du processus d'évaluation des projets tels que repris dans les lignes directrices de la méthodologie CBA 84
Figure 1.20 : Critères utilisés dans l'analyse coûts-bénéfices harmonisée du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) [ENT-3] 85
Figure 1.21 : Surplus des consommateurs et des producteurs (dans la figure ci-dessous, avec une demande inélastique , le surplus des consommateurs est en fait infini) 86
Figure 1.22 : Impact d'une capacité transfrontalière supplémentaire sur deux régions pour une demande inélastique 87
Figure 1.23 : Évolution des pertes de réseau pour le système horizontal et vertical belge 92
Figure 1.24 : À gauche : Les émissions de CO_2 du delta sont calculées dans le cadre du plan d'investissement régional pour la mer du Nord, qui fait partie du TYNDP 2020. La figure montre la différence d'émissions de CO_2 à l'horizon 2030 par rapport à 2020 pour trois réseaux de « référence » différents. Les besoins en SEW se réfèrent à un réseau de référence contenant les besoins transfrontaliers tels qu'identifiés dans le cadre du TYNDP 2020. Dans le réseau « Copperplate », il n'y a plus de problématiques dans le réseau électrique. À droite : émissions de CO_2 Delta pour l'ensemble du système européen 92
Figure 1.25 : Le paradoxe de la participation 94

Figure 1.26 : Les mesures compensatoires 97
Figure 2.1 : Calendrier général d'élaboration des scénarios 104
Figure 2.2 : Cadre de scenario conjoint ENTSO-E et ENTSO-G 105
Figure 2.3 : Certaines des améliorations méthodologiques par rapport au TYNDP 106
Figure 2.4 : Composition du cadre de scénario tel qu'il a été développé dans le contexte du présent Plan de Développement fédéral 107
Figure 2.5 : Des storylines aux scénarios : « EP », « GI » et « ePros » 110
Figure 2.6 : Des storylines aux scénarios : « LSeRES » et « FLEX » 111
Figure 2.7 : Des storylines aux scénarios : « FF55 » 111
Figure 2.8 : Des storylines aux scénarios : « ReEU » 112
Figure 2.9 : Aperçu schématique pour la rédaction et la simulation d'un scénario pour le système énergétique européen 112
Figure 2.10 : Périmètre utilisé pour les simulations du marché de l'électricité dans ce plan de développement 113
Figure 2.11 : Demande énergétique finale en Belgique - y compris les pertes sur le réseau électrique et les matières premières non énergétiques, à l'exclusion du transport maritime et aérien international. Le méthane peut être fossile, biologique ou synthétique, les liquides peuvent être fossiles ou biologiques 114
Tableau 2.1 : Aperçu des principales hypothèses concernant la demande d'énergie finale pour les scénarios à long terme du plan de développement 115
Figure 2.12 : Demande énergétique finale en Belgique pour les trois scénarios « net-zero » - y compris les pertes sur le réseau électrique et les matières premières non énergétiques, à l'exclusion du transport maritime et aérien international. Le méthane peut être fossile, biologique ou synthétique, les liquides peuvent être fossiles ou biologiques 115
Figure 2.13 : Part des voitures électriques dans les voitures particulières par scénario 116
Figure 2.14 : Part des pompes à chaleur dans la demande totale de chaleur des bâtiments [%] 117
Figure 2.15 : Évolution de la demande annuelle totale d'électricité en Belgique dans les scénarios PDF en TWh - y compris les pertes sur le réseau, y compris l'autoconsommation, hors P2X. Les valeurs se rapportent à la demande électrique normalisée sur la base du climat historique 117
Figure 2.16 : Évolution de la demande annuelle d'électricité en Belgique dans les trois scénarios FOP « net-zero » en TWh - y compris les pertes, hors P2X et valeurs liées à la demande électrique normalisée sur la base du climat historique 118
Figure 2.17 : Courbe monotone de la demande totale d'électricité pour la Belgique - moyenne sur toutes les années climatiques. À l'exclusion de la flexibilité du côté de la demande 118
Figure 2.18 : Capacité de production photovoltaïque installée en Belgique pour les différents scénarios [GW] 119
Figure 2.19 : Capacité installée de production d'électricité éolienne terrestre (onshore wind) en Belgique pour les différents scénarios [GW] 120
Figure 2.20 : Capacité installée de production d'électricité éolienne offshore (offshore wind) en Belgique pour les différents scénarios [GW] 121
Figure 2.21 : Capacités de flexibilité supposées installées en Belgique pour les scénarios et les horizons temporels étudiés dans ce plan 122
Tableau 2.2 : Aperçu des principales hypothèses concernant la Belgique pour les différents horizons, en fonction du scénario. Le tableau reprend la puissance installée totale pour chaque technologie spécifique par scénario et pour chaque horizon. En ce qui concerne la catégorie « gaz », il s'agit du volume actuellement connu de capacité installée, compte tenu de la nouvelle capacité après la première enchère CRM. La capacité ajoutée de « capacité thermique », différente en fonction des scénarios, faisant suite à l'« Évaluation de la Viabilité économique », n'a pas été illustrée 123
Figure 2.22 : Demande énergétique finale dans l'EU-27 - y compris les pertes sur le réseau et les matières premières non énergétiques, y compris le transport maritime international. Le méthane et les liquides peuvent être fossiles, biologiques ou synthétiques. L'année de référence est 2015 pour l'industrie et les transports et 2018 pour les bâtiments 124
Figure 2.23 : Demande d'énergie finale, y compris les matières premières non énergétiques (exprimée en réduction par rapport à l'année de référence), utilisée dans le TYNDP 2022 (2015 pour l'industrie et les transports et 2018 pour les bâtiments) en fonction du degré d'électrification par scénario 125
Figure 2.24 : Demande électrique directe pour l'UE27 en TWh - y compris les pertes sur le réseau électrique, hors P2X. Les valeurs se rapportent à la demande électrique normalisée sur la base du climat historique 126
Figure 2.25 : Parcours pour la puissance installée de capacité photovoltaïque dans l'UE-27 [GW] 127
Figure 2.26 : Capacité installée de production d'électricité éolienne terrestre (onshore wind) dans l'EU-27 pour les différents scénarios [GW] 128
Figure 2.27 : Capacité installée de production d'électricité éolienne en mer (offshore wind) dans l'EU-27 pour les différents scénarios [GW] 129
Figure 2.28 : Capacités de flexibilité supposées installées en Europe (UE27) pour les scénarios et les horizons temporels étudiés dans ce plan 130
Figure 2.29 : Aperçu de la puissance installée de centrales nucléaires et de centrales au charbon et au lignite supposée dans les scénarios 130
Tableau 2.3 : Hypothèses relatives à la demande d'électricité, à l'énergie nucléaire, à la production de charbon et aux énergies renouvelables pour la France 131
Tableau 2.4 : Hypothèses relatives à la demande d'électricité, à l'énergie nucléaire, à la production de charbon et aux énergies renouvelables pour le Royaume-Uni 132
Tableau 2.5 : Hypothèses relatives à la demande d'électricité, à l'énergie nucléaire, à la production de charbon et aux énergies renouvelables pour les Pays-Bas 133
Tableau 2.6 : Hypothèses relatives à la demande d'électricité, à l'énergie nucléaire, à la production de charbon et aux énergies renouvelables pour l'Allemagne 134
Tableau 2.7 : Hypothèses relatives à la demande d'électricité, à l'énergie nucléaire, à la production de charbon et aux énergies renouvelables pour le Danemark 134
Figure 2.30 : Prix historiques du CO_2 [ETS] et prix futurs basés sur les trajets WEO 2021 135
Figure 2.31 : Prix historiques du carburant et prix futurs basés sur les trajets WEO 2021 136
Tableau 2.8: Principales hypothèses Modélisation flow-based 136

Figure 2.32 : Domaines flow based de pointe de consommation électrique des jours ouvrables et des jours non ouvrables pour 2030. Le 3e quadrant représente une situation où FR et BE importent 137
Figure 2.33 : Aperçu des capacités d'échange entre les pays 138
Figure 2.34 : Mix de production d'électricité et part de RES-E en Belgique pour les différents scénarios et horizons temporels 139
Figure 2.35 : Mix de production d'électricité et part de SER-E dans l'ensemble du périmètre de simulation pour les différents scénarios et horizons temporels 140
Figure 2.36 : Différence de prix horaire absolue moyenne avec la Belgique pour tous les scénarios aux horizons 2030 et 2040 141
Figure 2.37 : Offre d'énergie primaire dans l'UE27 (y compris la demande de matières premières non énergétiques et de transport international) 142
Figure 2.38 : Importations totales d'hydrogène, de liquides, de méthane et de charbon en TWh. Dépendance aux importations exprimée en % de la demande totale d'énergie primaire (cf. Figure 2.37) 143
Figure 2.39 : Dépendance de l'UE-27 à l'égard des importations par scénario, en % de l'approvisionnement en énergie primaire (cf. §2.1.8.1) 144
Figure 2.40 : Émissions totales de CO_2 du secteur de l'électricité de l'UE-27, en $MtCO_2$ 145
Figure 2.41 : Intensité en CO_2 de la production d'électricité en tCO_2/MWh 145
Figure 2.42 : Émissions nettes de CO_2 dans l'UE-27 en MtCO2 (y compris LULUCF, hors CSC « post-combustion ») 146
Figure 2.43 : Émissions nettes de CO_2 par scénario et par composant en $MtCO_2$eq. La demande finale correspond aux émissions causées par la consommation énergétique dans les secteurs finaux (bâtiments, transports et industrie), en comptant les émissions provenant de la consommation électrique dans le « secteur de l'énergie » 147
Figure 2.44 : D'un système énergétique linéaire (à gauche) à un système énergétique intégré (à droite) 148
Figure 2.45 : Illustration d'une chaîne dans laquelle les molécules sont utilisées pour transporter l'électricité 150
Figure 2.46 : Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie et d'électricité en Belgique [NEK-2], [EUC-16] 151
Figure 2.47 : Représentation schématique de l'évolution de la consommation d'énergie [CMT-1] 152
Figure 2.48 : Les forces du marché existantes avec les fournisseurs jouant un rôle central 155
Figure 2.49 : Les futures forces du marché, où les consommateurs jouent un rôle central dans le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande 156
Figure 2.50 : Exemples concrets d'opportunités qu'entraîne la CCMD 157
Figure 2.51 : Courant alternatif et courant continu 159
Figure 2.52 : Intégration d'une liaison en courant continu dans le réseau en courant alternatif existant 159
Figure 2.53 : Illustration d'une station de conversion (Nemo Link – 1.000 MW) 160
Figure 2.54: Construction d'une station de conversion à partir de très nombreux composants d'électronique de puissance 161
Tableau 2.9 : Aperçu de quelques interconnecteurs sous-marins HVDC en Europe 162
Tableau 2.10 : Aperçu de quelques câbles HVDC sous-marins point-to-point pour le raccordement de parcs éoliens 163
Figure 2.55 : Aperçu des différentes configurations des liaisons HVDC 164
Figure 2.56 : Illustration de la sélectivité sur un réseau maillé HVDC 165
Figure 2.57 : Illustration de l'extensibilité d'un système HVDC. 165
Figure 2.58 : Représentation d'un compensateur synchrone avec volant d'inertie [SIE-1]. 167
Figure 2.59 : Sous-station GIS de Stevin 168
Figure 2.60 : Premier disjoncteur (équipement avec les isolateurs blancs dans la figure ci-dessous) sans SF_6 d'une nouvelle génération sur le réseau 70kV d'Elia (sous-station 70kV de Marcourt) 169
Figure 3.1 : Six Enseignements clés pour le développement du réseau 177
Figure 3.2 : Résultats ENTSO-E de l'étude IoSN 2020 pour l'horizon 2040 (Figure 1.6 dans l'étude IoSN du TYNDP) 179
Figure 3.3 : Résultats de l'IoSN 2022 à l'horizon 2030 dans le scénario « National Trends » (Figure 1.1 dans l'étude IoSN du TYNDP - voir §7.13) 180
Figure 3.4 : Résultats de l'IoSN 2022 à l'horizon 2040 dans le scénario « National Trends » (Figure 1.3 dans l'étude IoSN du TYNDP - voir §7.13) 180
Figure 3.5 : Champ d'application de l'étude KARI 182
Figure 3.6 : Ambitions concernant le développement de la capacité éolienne offshore 183
Figure 3.7 : Modèle zonal et potentiel des SER offshore pour l'étude IoSN KARI d'ici 2035 184
Figure 3.9 : Bilan énergétique net après optimisation 186
Figure 3.10 : Intégration électrique de l'éolien offshore après optimisation 187
Figure 3.11 : Rentabilité des liaisons transfrontalières directes 188
Tableau 3.1 : Tableau comparatif - étude KARI à l'horizon 2035 et étude IoSN 2020 Entsoe à l'horizon 2040 188
Figure 3.12 : Évolution du TOTEX relatif en fonction de la capacité des SER offshore 189
FigurE 3.13 : TOTEX relatif en fonction des limitations (« toutes les options » versus « pas de renforcement onshore ») 189
Figure 3.14 : Gauche = différence absolue des coûts marginaux entre les zones d'enchères voisines actuelles en 2040, dans le réseau optimal (source = Fig. 2.13 de l'étude IoSN 2020 ENTSO-E) Droite = différences de prix dans un réseau optimal avec une intégration accrue des parcs éoliens et réseaux offshore (source = étude KARI) 190
Figure 3.15 : Corrélation entre l'apport éolien offshore belge et l'Europe en % - source = Roadmap to net zero 191
Figure 3.16 : Rentabilité des interconnexions transfrontalières potentielles en Belgique. Dans un système européen optimal pour le scénario « Large scale e-RES » 192
Figure 3.17 : Différences de prix résiduelles entre la Belgique et les pays voisins, basées sur les différences de prix zonales sur les interconnexions 192
Figure 3.18 : Le réseau belge 380 kV 194
Figure 3.19 : Réseau de référence pour l'année 2030 197
Figure 3.20 : Charges et surcharges, en situation N-1, dans le réseau interne 380 kV pour l'année de référence 2030 199
Figure 3.21 : Réseau de référence pour l'année 2035 200
Figure 3.22 : Charges et surcharges, en situation N-1, dans le réseau interne 380 kV pour l'année de référence 2035, sans centrales nucléaires 202
Figure 3.23 : Charges et surcharges, en situation (N-1), dans le réseau interne 380 kV pour l'année de référence 2035, sans et avec centrales nucléaires 204
Figure 3.24 : Charges et surcharges, en situation N-1, dans le réseau interne 380 kV pour l'année de référence 2035, sans et avec centrales nucléaires 207
Figure 3.25 : La différence entre la puissance active et la puissance réactive 208
Figure 3.26 : Relation entre les tensions sur le réseau (V) et la puissance active (P) à transporter 209
Figure 3.27 : Exemples illustratifs de l'équilibre Mvar pendant un moment de faible et de forte charge 210

Figure 3.28 : Exemples réels du profil de tension sur le réseau de transport à des moments de faible charge (à gauche) et de forte charge (à droite). La situation avec faible charge débouche typiquement sur de hautes tensions. Dans ce cas, la limite de 420 kV n'est juste pas dépassée, même après l'activation de pratiquement toutes les mesures dont dispose Elia pour réguler la tension. Cela illustre clairement le besoin de moyens de compensation supplémentaires pour l'absorption de l'énergie réactive 211
Figure 3.29 : Représentation schématique d'une centrale classique 214
Figure 3.30 : Aperçu des zones synchrones européennes [ENT-10] - Depuis le 16 mars 2022, l'Ukraine et la Moldavie font également partie de cette zone synchrone, après une synchronisation d'urgence. Ce n'est pas encore reflété sur la carte 214
Figure 3.31 : Déviation de fréquence lors d'une perte soudaine d'unités de production dans des systèmes ayant une inertie différente 215
Figure 3.32 : Courbe monotone de l'inertie H en secondes, dans la zone synchrone de l'Europe continentale pour les différents scénarios du TYNDP [TYDNP 2020 - https://tyndp.entsoe.eu/]. GA = Global Ambition (ambition globale) ; DE = Distributed Energy (énergie distribuée) ; NT = National Trends (tendances nationales) 216
Figure 3.33 : Représentation schématique des convertisseurs dans la région côtière belge 217
Figure 3.34 : Représentation schématique de l'axe Stevin et Ventilus après la réalisation de MOG 2 et Nautilus 218
Figure 3.35: Oscillations de la tension par unité (1,0 par unité correspond à 380 kV) avec des oscillations claires dues à l'instabilité du convertisseur 218
Figure 3.36 : Oscillations de tension par unité (1,0 par unité correspond à 380 kV) dans la région côtière après la perte soudaine des deux lignes dans le corridor Stevin. Entre les secondes 13 et 14, un court-circuit se produit sur les deux lignes du corridor Stevin, qui est rapidement éliminé par les protections 219
Figure 3.37 : Comportement de la tension dans la situation de la Figure 34 avec l'installation de compensateurs synchrones. Après quelques phénomènes transitoires, la tension se stabilise 220
Figure 3.38 : Comportement de la tension dans la situation de la Figure 35 avec l'installation de compensateurs synchrones. Après la mise hors tension d'un corridor, la tension se stabilise très rapidement 220
Figure 3.39 : Demande d'énergie finale pour le secteur industriel en Belgique en 2018 222
Figure 3.40 : Émissions de CO_2 en 2018 dues à divers facteurs Les émissions industrielles totales en 2018 étaient de 14 + 22 = 36 $MtCO_2$ équivalents. Dans le contexte de cette étude sur l'électrification, les 14 $MtCO_2eq$ liées à la demande énergétique sont particulièrement pertinentes 222
Tableau 3.2 : Aperçu des principales hypothèses d'électrification pour les sensibilités supplémentaires sur le scénario E-prosumers 223
Figure 3.41 : Consommation d'électricité en énergie [TWh] de l'industrie selon différents scénarios et sensibilités 224
Figure 3.42 : Division de la Belgique en zones électriques 225
Figure 3.43 : Prélèvement électrique industriel possible (2050) suite à l'électrification de l'industrie belge en fonction des zones électriques 226
Figure 3.44 : Zones B, C, D et I (impact le plus fort de l'électrification de l'industrie existante) 226
Figure 3.45 : L'industrie (pétro)chimique, l'industrie sidérurgique et l'industrie des minéraux non métalliques ont l'impact le plus important étant donné leur importance aujourd'hui et leur important potentiel d'électrification (2050) 227
Figure 3.46 : Effet de la transition de très gros clients (>300 MW) à 380 kV pour le scénario E-Prosumers en 2050 228
Figure 3.47 : Effet de la transition de très gros clients (>300 MW) à 380 kV pour l'E-Industrie++ en 2050 228
Figure 3.48 : Profil de charge global des véhicules électriques 232
Figure 3.49 : Profils de charge 233
Figure 3.50 : Part des points d'injection Elia atteignant leur limite en prélèvement à l'horizon 2034 234
Figure 3.51 : Part des points d'injection Elia atteignant leur limite en refoulement à l'horizon 2034 235
Figure 3.52 : Part des points d'injection Elia atteignant leurs limites et part des transformateurs atteignant leur fin de vie 235
Figure 3.53 : Besoins de remplacement des armoires de sécurité 236
Figure 3.55 : Besoins de remplacement des équipements de lignes aériennes 237
Figure 3.56 : Gestion de base de données 238
Figure 4.1 : Représentation schématique du développement du réseau de transmission 242
Figure 4.2 : Représentation schématique des développements offshore prévus en mer Belge 247
Figure 4.3 : Evolution de la responsabilité conférée à Elia entre la première phase offshore (en haut) et la deuxième phase offshore (en bas) 248
Figure 4.4 : Localisation des différentes phases de développement offshore en mer belge 249
Figure 4.5 : Schéma de principe de l'île Princesse Elisabeth (MOG2) 250
Figure 4.6 : Bien-être belge généré par le projet Nautilus 254
Figure 4.7 : Bien-être européen généré par le projet Nautilus 254
Figure 4.8 : Réduction des émissions de CO_2 et intégration des SER grâce à la réalisation du projet Nautilus 255
Figure 4.9 : Représentation schématique du TritonLink 257
Figure 4.10 : Bien-être belge généré par le projet TritonLink 258
Figure 4.11 : Bien-être européen généré par le projet TritonLink 258
Figure 4.12 : Réduction des émissions de CO_2 et intégration des SER grâce à la réalisation du projet TritonLink 259
Figure 4.13 : Représentation schématique de l'Offshore Energy Hub 261
FIGURE 4.14 : Bien-être belge généré par le projet Offshore Energy Hub 261
Figure 4.15 : Bien-être européen généré par le projet Offshore Energy Hub 262
Figure 4.16 : Réduction des émissions de CO_2 et intégration des SER suite à la réalisation du projet Offshore Energy Hub 263
Figure 4.17 : renforcement lonny (fr) - achêne - gramme description générale du projet 265
Figure 4.18 : Bien-être belge généré par la réalisation du projet Lonny - Achêne - Gramme 267
Figure 4.19 : Bien-être européen généré par la réalisation du projet Lonny - Achêne - Gramme 267
Figure 20 : Réduction des émissions de CO_2 et intégration des SER grâce à la réalisation du projet Lonny (FR) – Achêne – Gramme 268
Figure 4.21 : Renforcement Van Eyck - Maasbracht 269
Figure 4.22 : Bien-être belge généré par le projet Van Eyck - Maasbracht (NL) 270
Figure 4.23: Bien-être européen généré par le projet Van Eyck - Maasbracht (NL) 270
Figure 4.24 : Réduction des émissions de CO_2 et intégration des SER suite à la réalisation du projet Van Eyck - Maasbracht (NL) 271
Figure 4.25 : Bien-être belge généré par le projet BE-DE II 273
Figure 4.26 : Bien-être européen généré par le projet BE-DE II 273

Figure 4.27 : Réduction des émissions de CO_2 et intégration des SER suite à la réalisation du projet BE-DE II 274
Figure 4.28 : L'interconnecteur ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne 275
Figure 4.29 : Emplacement de la nouvelle sous-station 380 kV de Baekeland 277
Figure 4.30 : Exemple illustratif de l'utilité d'équipements de régulation des flux 278
Figure 4.31 : Illustration indicative (approximative) des zones de recherche pour l'implantation de nouvelles sous-stations 380 kV dans le cadre de l'électrification de l'industrie 280
Figure 4.32 : Vue d'ensemble des sections du backbone interne 380 kV 286
Figuur 4.33 : Backbone centre-est : développements futurs du réseau 288
Figure 4.34 : Développements futurs du réseau 380 kV d'Anvers 291
Figure 4.35 : Trois variantes possibles pour le Deuxième bassin à flot [VLA-1] 293
Figure 4.36 : Évolution du backbone sud-est 295
Figure 4.37 : Ventilus et Boucle du Hainaut Le point bleu dans la « zone Princesse Elisabeth » représente l'île Princesse Elisabeth dans son intégralité. Les détails de l'infrastructure électrique de l'île ne sont pas indiqués 298
Figure 4.38 : Aperçu des développements du système EHV belge entre 2024 et 2034 309
Figure 4.39 : Aperçu des développements du système EHV belge après 2034 310
Figure 4.40 : Légende des cartes 310
Figure 5.1 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province d'Anvers 320
Figure 5.2 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la région de Bruxelles-Capitale 322
Figure 5.3 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Hainaut 329
Figure 5.4 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Limbourg 331
Figure 5.5 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Liège 334
Figure 5.6: Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Luxembourg 336
Figure 5.7 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Namur 339
Figure 5.8 : Carte récapitulative des investissements dans le réseau DE LA province de Flandre orientale 343
Figure 5.9 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Brabant flamand 345
Figure 5.10 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province du Brabant wallon 347
Figure 5.11 : Carte récapitulative des investissements de réseau de la province de Flandre-Occidentale 352
Figure 6.1: Le réseau Wide Area Network (WAN) d'Elia 360
Figure 6.2 : Différences entre câble en cuivre et câble en fibre optique 361
Figure 6.3 : Usure de câbles OPGW 363
Figure 7.1 : Succession des différents statuts d'un projet 368
Figure 3.3 : Résultats de l'IoSN 2022 à l'horizon 2030 dans le scénario « National Trends » 402
Figure 3.4 : Résultats de l'IoSN 2022 à l'horizon 2040 dans le scénario « National Trends » 403
Figure 3.7 : Modèle zonal et potentiel des SER offshore pour l'étude IoSN KARI d'ici 2035 404



La transition énergétique
comme bouclier
socio économique



Le développement important des sources d'énergie renouvelable ainsi que l'électrification poussée impliquent des urgences qui exigent rapidement des investissements supplémentaires.

Chers lecteurs,

L'énergie est un bien précieux qui revêt une importance stratégique. La transition énergétique accélérait déjà pour des raisons climatiques. Aujourd'hui, les prix élevés de l'énergie et la crise géopolitique que nous connaissons nous poussent à passer à la vitesse supérieure. Les besoins évoluent, tant du côté de la production que de la consommation. Cela a un impact direct sur le système électrique. La réflexion relative au futur du réseau à haute tension belge revêt donc une dimension sociale essentielle. C'est là précisément l'objectif de ce Plan de Développement fédéral 2024 2034.

En raison de la longue durée des projets d'infrastructure, le développement du réseau électrique doit être planifié très minutieusement et bien à temps. Il convient dès lors de tenir compte de développements qu'on ne peut pas encore parfaitement estimer à l'heure actuelle. Il y a un de cela, on ne parlait par exemple pas encore du plan REPowerEU qui vise à affranchir l'Europe des combustibles fossiles en provenance de Russie. Le développement important des sources d'énergie renouvelable ainsi que l'électrification poussée impliquent cependant des urgences qui exigent rapidement des investissements supplémentaires.

La sous-estimation des tendances dans la société ainsi que l'investissement insuffisant dans l'infrastructure peuvent avoir des conséquences néfastes, une réalité que subissent actuellement les Pays-Bas.

Le ministre néerlandais de l'Énergie et du Climat Rob Jetten a déclaré l'été dernier dans le journal Trouw que « son gouvernement avait été pris au dépourvu par la croissance rapide des flux d'énergie éolienne et photovoltaïque et la demande électrique en hausse ». À la suite de la mise à l'arrêt temporaire de certains raccordements au réseau dans les provinces néerlandaises du Brabant septentrional et du Limbourg, le ministre a déclaré que « les problèmes persisteraient au moins jusqu'en 2030 ». Il a qualifié la transition énergétique de « beaucoup plus disruptive qu'attendu ».

Au cours de la même période, Trouw a indiqué que quatre des cinq régions industrielles les plus importantes des Pays-Bas se trouvent dans des zones où

Nous tenons compte au maximum de l'intégration croissante des énergies renouvelables et l'électrification de notre industrie qui souhaite s'ancrer en Europe !

plus aucun raccordement électrique supplémentaire n'est possible en raison d'une surcharge du réseau. Cela empêche donc les usines de passer d'une énergie fossile à une énergie propre et de concrétiser leurs ambitions en matière de durabilité, avec toutes les conséquences que cela implique pour leur compétitivité.

Heureusement, les problèmes de raccordement au réseau tels que ceux rencontrés par les Pays-Bas ne sont pas encore d'actualité en Belgique.

Grâce à ce Plan de Développement fédéral 2024-2034, nous tâchons d'anticiper pleinement la demande urgente qui consiste à rendre notre politique énergétique plus indépendante, résiliente et durable. Nous tenons compte au maximum des conséquences attendues liées, d'une part, à l'ambition toujours croissante en matière d'intégration des énergies renouvelables et, d'autre part, aux plus grands plans d'investissement de notre industrie qui souhaite s'ancrer en Europe en investissant massivement dans l'électrification au cours de la décennie à venir.

C'est pourquoi ce Plan de Développement fédéral expose plusieurs propositions concrètes comme des postes à haute tension supplémentaires, sans pour autant en définir l'emplacement exact. Cela nous offre la flexibilité nécessaire pour réagir suffisamment rapidement aux demandes des utilisateurs de notre réseau et veiller à ce que des limitations dans le réseau ne viennent pas entraver ou freiner la transition énergétique.

Bonne lecture !

Executive Summary



L'énergie est un bien précieux et un atout stratégique

Le monde a changé depuis la publication de notre dernier Plan de Développement fédéral en 2019. Les inondations en Wallonie ont été un signal d'alarme indiquant que nous devons prendre le changement climatique au sérieux. Les prix énergétiques élevés nous font également prendre conscience de la valeur de l'énergie. Il s'agit d'un atout stratégique qui figure en bonne place dans l'agenda politique. La guerre en Ukraine a encore renforcé l'urgence.

La Commission européenne a réagi en avril 2022 avec un plan REPowerEU visant à découpler l'Europe des combustibles fossiles russes d'ici 2030. Outre la diversification de notre approvisionnement en gaz, l'accent est mis sur l'efficacité énergétique, le renforcement des sources d'énergie renouvelable et l'électrification. Cela doit rendre la politique énergétique européenne plus indépendante, plus résiliente et plus durable.

Outre la réponse à la crise géopolitique, la crise climatique devient également plus urgente. Les chances de limiter le réchauffement climatique à 1,5 degré Celsius semblent pratiquement nulles. Ce n'est que si le monde présente des plans beaucoup plus ambitieux pour réduire les émissions de CO_2 que l'objectif climatique de Paris est encore réalisable, conclut le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) des Nations Unies dans un récent rapport [IPC-1].

Les preuves sont irréfutables : les émissions de gaz à effet de serre étouffent notre planète et mettent en danger des milliards de personnes. Le réchauffement de la planète touche toutes les régions du monde. De nombreux changements sont irréversibles. Nous devons agir maintenant pour éviter une catastrophe climatique. Le rapport du GIEC n'est rien de moins qu'un « code rouge pour l'humanité ».

António Guterres – Secrétaire général des Nations Unies

Une approche différente pour l'intégration rapide et à grande échelle des énergies renouvelables

Pour maintenir sur la bonne voie les ambitions du Green Deal – premier continent neutre sur le plan climatique d'ici 2050 – la Commission européenne a lancé en juillet 2021 le programme Fit-for-55. Un ensemble de propositions de loi devrait permettre de réduire les émissions de CO_2 de 55 % d'ici 2030.

Alors que dans le passé, la réduction du CO_2 était principalement l'affaire du secteur de l'énergie, l'Europe a désormais imposé des objectifs supplémentaires à tous les secteurs. La Commission attend de toutes les composantes de la société qu'elles contribuent à leur réalisation.

Le programme Fit-for-55 vise également à accélérer la transition. Dans une récente étude d'Elia Group (Roadmap To Net Zero), nous avons calculé que l'expansion des énergies renouvelables devrait être multipliée par trois pour atteindre les objectifs fixés. La guerre en Ukraine entraîne une accélération supplémentaire. Les énergies renouvelables doivent être intégrées plus rapidement et à plus grande échelle.

Avec des investissements massifs dans les infrastructures, la numérisation et la convergence des secteurs, notre société se trouve à un tournant. Grâce à la numérisation et à l'émergence de nouvelles technologies, les 10 prochaines années seront la décennie de l'électrification.

Une électrification accélérée des processus résidentiels et industriels, combinée à l'intégration massive de volumes plus importants de production d'énergies renouvelables, nécessite également un développement accéléré de l'infrastructure du réseau. Le développement du réseau à haute tension étant plus long, une approche différente s'impose. Si nous n'anticipons pas ce qui est à venir dans ce Plan de Développement fédéral, le réseau électrique sera un goulet d'étranglement pour l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables et la transition énergétique s'en trouvera ralentie. Cela irait à l'encontre des souhaits et des intérêts de notre société.

L'électrification directe est la plus efficace sur le plan énergétique

Étant donné que les sources d'énergie renouvelable produisent principalement de l'électricité et que l'électrification directe est la plus efficace sur le plan énergétique, le système électrique est au cœur de la décarbonation des autres secteurs. Les nouvelles technologies, comme les batteries de voiture et les pompes à chaleur, conduisent à une convergence croissante. L'industrie électrifie, elle aussi et à grande échelle, ses processus de production.

Dans un certain nombre d'applications finales, l'électrification directe n'est toutefois pas réalisable, et ce, tant sur le plan technique que sur le plan économique. C'est le cas, par exemple, des entreprises chimiques, du secteur de l'acier et de l'industrie du ciment. Outre l'utilisation d'électrons verts, ils auront également besoin de molécules vertes pour décarboner leurs processus d'entreprise.

Ces deux vecteurs énergétiques, les électrons verts et les molécules vertes, jouent un rôle fondamental et complémentaire dans la transition vers une société neutre en carbone.

Ce plan de développement fédéral est basé sur 5 principes

La transition énergétique ne sera réussie que si les trois objectifs du trilemme énergétique sont atteints : un système énergétique fiable, durable et abordable. Le présent Plan de Développement fédéral définit la manière dont le système électrique belge doit évoluer et être développé ultérieurement pour atteindre ces objectifs.

Le présent Plan de Développement fédéral est fondé sur 5 principes :

FIGURE 1 : LES 5 PRINCIPES DE L'ÉLABOARATION DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL



Les objectifs du trilemme énergétique



1. UN SYSTÈME FIABLE

Le système électrique est fiable lorsque la production et la demande sont constamment en équilibre et que les lumières restent allumées.

Un réseau de transport qui fonctionne bien achemine à tout moment l'électricité produite vers les centres de consommation et soutient ainsi le développement socio-économique.

Avec l'augmentation des volumes d'énergie renouvelable, la gestion des systèmes devient de plus en plus difficile.

Du côté de la production (plus ou moins de vent et de soleil), il existe de grandes variations qui doivent être absorbées du côté de la demande. Pour maintenir l'équilibre du système, la consommation du futur devra s'adapter davantage à la production du moment. C'est ce qu'on appelle le changement de paradigme.

2. UN SYSTÈME DURABLE

Un système durable maximise l'intégration des sources d'énergie renouvelable. Outre l'accès à la production nationale (sur terre et en mer), un système durable permet également d'accéder à la production renouvelable à l'étranger (par le biais d'interconnecteurs) et en mer du Nord.

La durabilité signifie également que le système lui-même doit être efficace sur le plan énergétique et être développé de manière durable, en tenant compte de l'impact sur les personnes et l'environnement.

3. UN SYSTÈME ABORDABLE

Grâce à un réseau électrique fort et développé de manière optimale, les consommateurs ont accès aux sources d'énergie les plus efficaces, aussi bien en Belgique qu'à l'étranger. Cela garantit la convergence des prix avec les pays voisins et améliore notre position concurrentielle.

Elia Group est partisan d'un système énergétique axé sur les consommateurs permettant à ces derniers d'y participer activement. En adaptant leur consommation à la production actuelle, les consommateurs contribuent à maintenir l'équilibre du système et en sont financièrement récompensés (facture d'électricité moins élevée).



PRINCIPE 1.

INTÉGRATION MAXIMALE DU PROPRE POTENTIEL EN ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Pour décarboner la société belge, une quantité gigantesque d'énergie renouvelable est nécessaire. Étant donné que la plupart des sources d'énergie renouvelable produisent de l'électricité et que la consommation directe d'électricité est généralement la plus efficace, un système d'électricité renouvelable contribue directement à une réduction rapide et importante des émissions de CO_2. Pour atteindre les objectifs climatiques, il est donc crucial d'intégrer au maximum le propre potentiel d'énergie renouvelable, tant en mer qu'à terre.

La première zone de concession pour l'éolien offshore en mer du Nord belge est pleinement opérationnelle depuis 2020. Au total, neuf parcs éoliens sont connectés avec une capacité de production combinée de 2,3 GW. Cinq parcs éoliens sont directement connectés au réseau électrique terrestre. Quatre parcs éoliens sont reliés au réseau modulaire en mer (Modular Offshore Grid - MOG), une prise de courant en mer qui regroupe les câbles d'exportation des parcs et les ramène ensemble à terre.

Ce principe de regroupement sera également appliqué dans la deuxième zone éolienne offshore (3,5 GW) que notre pays est en train de développer. D'ici 2030, la Belgique disposera ainsi d'une capacité éolienne offshore totale de 5,8 GW. À terme, la capacité sera portée à 8 GW. C'est ce qu'a annoncé le gouvernement fédéral en mars 2022.

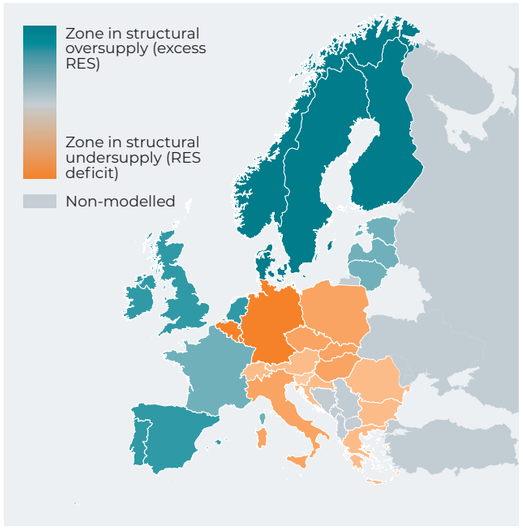
L'accès à la deuxième zone éolienne en mer se fera par le biais d'une île énergétique artificielle, l'île Princesse Elisabeth. Le gouvernement fédéral a donné son feu vert à cet effet en décembre 2021. La Belgique peut ainsi réaliser une grande première : la première île énergétique sur les mers européennes. Notre pays renforce ainsi son rôle de pionnier dans l'éolien offshore.

Une forte croissance de la production éolienne et solaire est également attendue sur terre. Dans le scénario « Established Policies[1] » , la puissance de l'énergie solaire passe d'environ 5,7 GW en 2021 à environ 14 GW en 2035. La capacité installée de l'éolien terrestre évoluera d'environ 2,7 GW en 2021 à environ 6 GW en 2035. Grâce à des remplacements et des ajustements ciblés et opportuns dans le système vertical (niveaux de tension inférieurs à 380 kV), le réseau de transport belge peut être préparé à temps pour intégrer ces augmentations de capacité.

Même si la capacité sera fortement augmentée dans les années à venir, la production d'énergie renouvelable en Belgique ne sera jamais suffisante pour décarboner notre société. Au niveau européen, le potentiel est toutefois bien plus important. Notre étude « Roadmap To Net Zero » a montré qu'il existe un potentiel renouvelable suffisant pour l'électrification directe. Ceci, à condition que la capacité de production renouvelable soit multipliée par trois, que nous maximisions l'électrification et que nous construisions des interconnexions supplémentaires pour mieux répartir la distribution inégale de la production renouvelable en Europe. Cependant, la production d'énergie renouvelable ne sera pas suffisante pour l'électrification indirecte. C'est pourquoi il sera nécessaire, à terme, d'importer des molécules vertes d'autres continents.

Les énergies renouvelables sont une ressource rare en Belgique. Pour atteindre à terme nos objectifs climatiques, il est crucial d'établir dès aujourd'hui une coopération avec les pays européens qui ont un excédent de production d'énergie renouvelable. Les pays nordiques sont particulièrement intéressants pour la Belgique, car ils présentent un profil éolien différent (Figure 15 dans le Chapitre 3). Si la Belgique accède à ce potentiel et s'engage dans un mix énergétique diversifié (production solaire et éolienne sur terre et en mer maximale), le besoin de centrales de secours complémentaires pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement sera réduit de manière drastique.

La figure ci-dessous, tirée de l'étude « Roadmap to Net Zero » d'Elia Group, montre la répartition inégale de la production d'énergie renouvelable en Europe. Alors que la Belgique est déficitaire, les pays d'Europe du Nord sont excédentaires.



1 Le «Established Policies» est l'un des scénarios élaborés dans le cadre du présent Plan de Développement fédéral. Le chapitre 2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport en couvre les détails.

PRINCIPE 2.

RÉALISATION D'UN PREMIER HUB ÉNERGÉTIQUE EN MER COMME PORTE D'ENTRÉE DE LA MER DU NORD

La mer du Nord est en train de devenir la centrale électrique européenne du futur. En raison des conditions de vent favorables et des profondeurs d'eau limitées, la mer du Nord est extrêmement propice au développement de l'énergie renouvelable d'origine éolienne.

Étant donné que notre pays a un accès direct à la mer du Nord et que le potentiel d'énergie renouvelable à terre est limité, la Belgique a tout intérêt à développer ultérieurement sa capacité éolienne en mer. Afin d'acheminer l'électricité produite vers les centres de consommation terrestres, des infrastructures de transport nouvelles et adaptées sont nécessaires, tant en mer que sur terre.

Des investissements devront également être réalisés dans les connexions électriques transfrontalières. La production éolienne dans les eaux territoriales belges étant insuffisante pour atteindre les objectifs climatiques, notre pays a tout intérêt à chercher à accéder aux zones éoliennes étrangères dont la production est excédentaire. Des partenariats pour la construction d'interconnecteurs hybrides sont actuellement mis en place avec la Grande-Bretagne (projet Nautilus) et le Danemark (projet Triton Link). Un interconnecteur hybride est une liaison électrique entre 2 pays qui est combinée avec un parc éolien en mer.

Dans sa note de vision « **Harvesting Europe's Full Offshore Wind Potential** » (avril 2022), Elia Group met en avant plusieurs points d'attention en vue d'accélérer le développement des interconnecteurs hybrides. Si le développement de l'énergie éolienne en mer est abordé pays par pays et donc de manière non coordonnée, une partie du potentiel éolien en mer de l'Europe demeurera inexploitée. L'Europe court alors le risque de ne pas atteindre les objectifs du Green Deal - tant pour ce qui est du calendrier que des volumes.

50Hertz, la filiale allemande d'Elia Group, a réalisé en 2020 la première interconnexion hybride au monde. Le projet « Kriegers Flak Combined Grid Solution » est une connexion sous-marine dans la mer Baltique entre l'Allemagne et le Danemark, à laquelle sont raccordés des parcs éoliens aussi bien allemands que danois.

En Belgique, Elia va encore plus loin. Notre pays souhaite raccorder les interconnexions hybrides Nautilus (BE-UK) et Triton Link (BE-DK) à l'île Princesse Elisabeth qui ouvre également la 2e zone d'éoliennes offshore de Belgique. L'île belge deviendra ainsi le premier hub énergétique de la mer du Nord, ce qui sera décisif pour la poursuite du développement du réseau électrique européen en mer. L'île sera le premier élément d'un réseau européen offshore de transport d'électricité à structure maillée qui se raccordera à la future connexion nord-sud en mer du Nord. Il est d'importance stratégique pour la Belgique d'en faire partie. Les conditions de vent dans le nord et le sud de la mer du Nord sont diverses, ce qui permet d'approvisionner quand même notre pays les jours sans vent et de donner à notre industrie à forte intensité énergétique un accès à la production d'énergie renouvelable.

La réalisation du Triton Link permet encore d'autres « premières ». Il s'agit de la première interconnexion avec un pays qui n'est pas un voisin direct de la Belgique et ce sera également la première interconnexion à relier 2 hubs énergétiques en mer. Car le Danemark construit également un propre hub au large de ses côtes, qui sera achevé un peu plus tard que l'île Princesse Elisabeth.

L'interconnexion de 700 km de long entre la Belgique et le Danemark est une prouesse technique qui donnera une longueur d'avance mondiale en matière d'innovation à Elia Group, à Energinet et à toutes les entreprises impliquées. En s'appuyant sur les compétences et l'expérience ainsi acquises, des projets supplémentaires pourront être réalisés à un stade ultérieur de la transition énergétique.

À l'horizon 2050, 15 à 66 TWh d'énergie renouvelable non belge devront être importés ou raccordés au réseau belge. Ce futur lointain se prépare aujourd'hui. Elia entretient des contacts actifs avec les pays de la mer du Nord pour définir les prochaines étapes du développement du réseau offshore européen et pour sélectionner les projets qui génèrent la plus-value sociale la plus élevée.

PRINCIPE 3.

ENGAGEMENT EN FAVEUR D'UNE ÉLECTRIFICATION ACCRUE DE LA SOCIÉTÉ EN VUE D'ATTEINDRE LA NEUTRALITÉ CARBONE

L'énergie renouvelable étant une ressource rare, elle doit être utilisée de la manière la plus efficace possible. L'électrification directe est la meilleure option. Les processus de production dans lesquels les combustibles fossiles sont remplacés par de l'électricité verte entraînent dans la plupart des cas (en considérant l'ensemble de la chaîne) une réduction significative des émissions de CO_2 (ou équivalents).

L'électrification des transports et du chauffage résidentiel atteint progressivement sa vitesse de croisière. Avec des ajustements ciblés et opportuns (remplacements et renforcements) dans le système électrique vertical (tous les niveaux de tension inférieurs à 380 kV) et un modèle de marché adapté, le réseau de transport belge peut faciliter l'électrification des transports et du chauffage.

Pour atteindre les objectifs du programme Fit-for-55, l'industrie passe elle aussi à une électrification massive de ses usages. Elia s'attend à ce que le nombre d'entreprises à forte consommation d'énergie directement connectées au réseau à haute tension de 380 kV augmentera sensiblement jusqu'à au moins une dizaine. Cela nécessitera des points de raccordement supplémentaires dans le réseau à haute tension le plus élevé. La sous-station Baekeland dans la région de Gand est un premier exemple concret.

En outre, des besoins supplémentaires ont été identifiés dans les provinces d'Anvers, du Limbourg et du Hainaut. Il est important qu'Elia anticipe en temps utile les besoins croissants de l'industrie afin de maintenir la sécurité d'approvisionnement. Comme l'industrie passe en partie au réseau 380 kV, des capacités sont libérées aux niveaux de tension inférieurs pour l'électrification des moins grands consommateurs. Ces sous-stations supplémentaires 380 kV vont de pair avec le renforcement et l'expansion prévus du réseau 380 kV.

Un dialogue structuré avec les clusters industriels permet d'identifier de tels besoins en temps voulu. Ce dialogue est également nécessaire dans le cadre de l'élaboration de solutions innovantes pour développer une flexibilité maximale du côté des utilisateurs industriels du réseau.



PRINCIPE 4.

INTÉGRATION MAXIMALE AU SEIN DU MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ AFIN D'ABSORBER LES FLUCTUATIONS DE LA PRODUCTION RENOUVELABLE ET D'ACCÉDER À DES PRIX COMPÉTITIFS

Les interconnexions permettent d'accéder aux énergies renouvelables en dehors de la Belgique tout en contribuant au fonctionnement compétitif du marché international. Dans un système électrique renouvelable avec d'importants volumes de production variable, les interconnecteurs seront également utilisés pour compenser une baisse de production locale (moins de vent ou de soleil). Notre étude « Roadmap To Net Zero » montre, par exemple, que les fluctuations hebdomadaires de la production éolienne au niveau européen sont environ 50 % inférieures aux fluctuations au niveau belge.

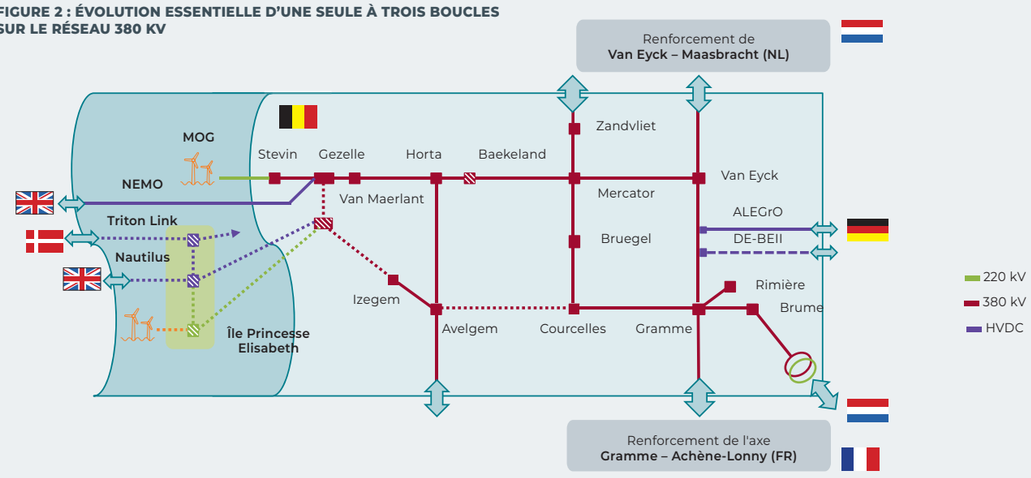
Les interconnexions créent un effet dit de « pooling », qui peut lisser les fluctuations au niveau européen. Mais cela ne réussit que si le réseau national y est également adapté. Un réseau électrique européen intégré nécessite un réseau 380 kV hautement développé et fiable. Le réseau national à haute tension (le plus élevé) ne peut pas limiter la coopération internationale et doit être préparé de manière proactive.

C'est pourquoi, outre le développement d'interconnecteurs hybrides offshore, le présent Plan de Développement fédéral prévoit divers renforcements du réseau onshore. Ceux-ci sont nécessaires aux frontières nord (Van Eyck - Maasbracht) comme aux frontières sud (Lonny-Achène-Gramme) de notre système électrique. Mais la capacité de transport du backbone de notre réseau électrique existant doit également être renforcée par l'utilisation des conducteurs plus performants.

En dehors de cela, il convient d'éliminer les chaînons manquants par le biais des projets Ventilus et Boucle du Hainaut. Ces nouvelles liaisons offrent une capacité d'accueil supplémentaire indispensable. Elles rendent également le réseau électrique de 380 kV plus robuste, plus fiable et plus stable.

Moyennant le bouclage de liaisons critiques telles que Stevin et Horta-Mercator, Ventilus et la Boucle du Hainaut contribuent à la mise en place d'un réseau maillé de 380 kV. Le réseau belge évolue ainsi d'une seule boucle de 380 kV à trois boucles. Cette architecture de réseau offre la robustesse et la flexibilité nécessaires pour ancrer notre position centrale dans le système européen et organiser de manière ordonnée les prochaines étapes à l'horizon 2050.

FIGURE 2 : ÉVOLUTION ESSENTIELLE D'UNE SEULE À TROIS BOUCLES SUR LE RÉSEAU 380 KV



PRINCIPE 5.

UTILISATION OPTIMALE DE L'INFRASTRUCTURE EXISTANTES ET RENFORCEMENT DE SA ROBUSTESSE

La transition énergétique ne peut pas être réalisée sans investir dans de nouvelles infrastructures de réseau. Afin de maîtriser au mieux les coûts d'investissement, on examine d'abord, pour chaque nouveau projet, si l'infrastructure existante offre des solutions, moyennant quelques ajustements et optimisations. Il s'agit aussi bien de l'intégration de dispositifs et de processus qui utilisent au maximum l'infrastructure existante, que de l'intégration de nouveaux produits et services.

L'utilisation optimale de l'infrastructure existante est un pilier important du présent Plan de Développement fédéral. Il s'agit, par exemple, de l'application du Dynamic Line Rating pour les lignes aériennes, du Real Time Thermal Rating pour les câbles souterrains, de l'installation de transformateurs de déphaseur pour mieux réguler les flux, de la modernisation des corridors existants avec des conducteurs haute performance (technologie HTLS), de l'exploitation optimale d'ALEGrO grâce à ladite méthodologie « Evolved flow-based[2] » et de la planification multiscénario de la maintenance en fonction de la météo.

Pour encore améliorer la gestion du réseau, nous étudions également l'utilisation de l'intelligence artificielle et des analyses avancées. Ces nouvelles technologies aident nos opérateurs à accomplir leurs deux tâches principales : éviter la congestion et gérer la tension du réseau.

En plus d'améliorer la gestion du système, Elia travaille activement à l'optimisation du fonctionnement du marché.

Elia a ainsi joué un rôle de pionnier dans le développement du « Demand Side Management » et de l'accès flexible au réseau pour les unités de production renouvelable.

En juin 2021, Elia Group a publié une note de vision pour un « Consumer-Centric Market Design » (CCMD). Nous préconisons un modèle de marché dans lequel les consommateurs disposant d'actifs flexibles (véhicules électriques, batteries, pompes à chaleur, etc.) se voient attribuer un rôle actif dans le système énergétique par le biais de l'adaptation de leur consommation à la production du moment. Le consommateur peut ainsi gérer activement sa facture énergétique sans perte de confort. En même temps, Elia aura accès à des sources flexibles qui l'aideront à gérer de manière optimale un système énergétique renouvelable à volatilité croissante.

Juin 2022 marque également une étape importante dans l'intégration du système électrique européen avec l'introduction dudit « **Flow-based Market Coupling** » dans la région CORE.

Dans les 13 pays concernés (Belgique, Autriche, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovénie), le fonctionnement du marché reflète désormais mieux la réalité physique du réseau électrique, ce qui se traduit en définitive par une utilisation plus efficace.



2 Voir l'encadré qui se rapporte aux principes de fonctionnement d'ALEGrO dans la section 4.3.3 Deuxième interconnecteur Belgique - Allemagne

Résumé technique

SCÉNARIOS ET CHOIX FONDAMENTAUX

L'objectif des scénarios à long terme n'est pas de prédire l'avenir, mais de permettre une évaluation transparente de l'impact des choix politiques, des tendances macroéconomiques, des développements technologiques, etc. sur les besoins de développement du réseau dans différentes circonstances.

Afin d'illustrer l'influence de ces paramètres sur les besoins de développement du réseau, plusieurs scénarios ont été élaborés. Ils sont très différents les uns des autres afin de refléter les diverses perspectives. Elia n'est pas en mesure d'indiquer quel scénario est le plus souhaitable ou le plus probable. Les choix en matière de transition énergétique sont faits par les instances publiques concernées. Elia plaide donc pour que les instances publiques développent une politique énergétique basée sur une vision à long terme. En utilisant divers scénarios, il est possible de définir un éventail de situations permettant de concevoir une infrastructure de réseau qui apporte une solide réponse aux besoins découlant de tous ces scénarios.

Le Plan de développement et les scénarios correspondants doivent être élaborés sur la base de l'étude prospective la plus récente de la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan, qui a été publiée en janvier 2015. Le fait qu'aucune étude prospective plus récente n'ait été publiée est considéré comme une justification appropriée pour prendre en compte, pour le présent Plan de développement, le dernier rapport complémentaire à l'étude prospective, à savoir ledit « rapport de suivi », publié par la Direction générale de l'Énergie en décembre 2021.

Après discussion au sein du comité de collaboration et suite aux réactions des parties prenantes, il a été décidé d'utiliser les scénarios TYNDP (qui sont produits tous les deux ans au niveau européen par le biais d'un vaste processus de consultation) comme base initiale pour l'élaboration des scénarios utilisés dans le présent Plan de développement. Cette base est ensuite affinée :

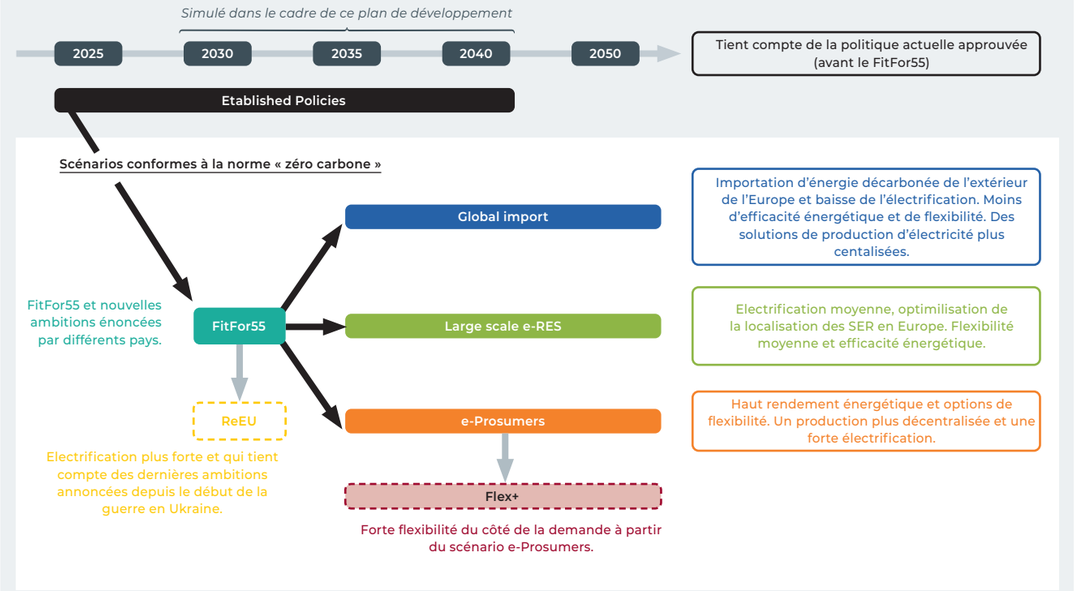
Tout d'abord, **on tient compte des informations récentes disponibles** provenant d'études nationales et de nouvelles stratégies européennes qui ont un impact sur le système électrique. En effet, de nombreux changements dans les plans nationaux et européens ont été annoncés depuis la collecte des données du TYNDP 2022. En outre, plusieurs nouvelles études nationales ont été publiées, qui jettent un regard plus récent sur l'avenir. Les scénarios élaborés par Elia ont donc également et le mieux possible tenu compte de ces nouvelles informations. Le scénario « Fit for 55 » inclut ainsi, entre autres, l'ambition du gouvernement allemand d'installer 200 GW de panneaux solaires d'ici 2030, tandis que le scénario « REPowerEU » a pris en compte une capacité éolienne offshore de 21 GW aux Pays-Bas.

Deuxièmement, plusieurs améliorations ont été apportées concernant la création, la simulation et l'évaluation des scénarios. La méthodologie flow-based a, par exemple, été appliquée pour les simulations de marché du présent Plan de Développement fédéral, alors qu'il s'agissait encore dans le passé d'une méthodologie NTC. Il a par ailleurs aussi été tenu compte de 200 années climatiques prospectives (+clustering).

Enfin, et en complément des processus précédents, la « Task Force Scenarios » a été créée en 2021 par Elia en tant qu'organe consultatif pour le développement de ces scénarios. Une importante plus-value de ce processus est la co-création de storylines avec les différentes parties intéressées. Les storylines élaborées par la « Task Force Scenarios » contiennent des informations qualitatives et quantitatives dans le domaine de l'offre et de la demande d'électricité, qui sont ensuite utilisées pour réaliser des études à long terme du système électrique.

La Figure 3 montre la vue d'ensemble de ces scénarios et indique également, de manière qualitative, quelles sont les principales différences entre eux.

FIGURE 3 : SCÉNARIOS SERVANT DE BASE AU PLAN DE DÉVELOPPEMENT



JUSQU'EN 2030 :

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Le scénario EP propose un avenir où l'on suivra principalement les plans nationaux pour l'énergie et le climat publiés jusqu'en 2020, complétés par les ambitions annoncées avant la publication du paquet « Fit for 55 ».

Ce scénario suit la storyline des « National Trends ». Les choix politiques attendus et connus de chaque pays, comme proposés dans les plans nationaux pour l'énergie et le climat, y sont suivis. Les mises à jour de ces plans ont été intégrées dans ce scénario dans la mesure où elles sont antérieures à la mise en œuvre des objectifs « Fit for 55 ».

FITFOR55 [FF55]

Le scénario FF55 propose un avenir dans lequel une réduction de 55 % du CO_2 est atteinte d'ici 2030, grâce, entre autres, à une électrification accélérée, à une efficacité énergétique accrue et à un déploiement plus rapide des SER, comme dans le paquet « Fit For 55 » récemment annoncé.

Partant des « Established Policies », ce scénario a intégré les objectifs climatiques plus ambitieux du paquet « Fit for 55 » avec un impact sur l'offre et la demande d'énergie. Ledit scénario « MIX », développé par la Commission européenne comme une voie possible pour atteindre les objectifs « Fit for 55 », a ici servi de base et a été complété par des études, rapports et ambitions nationaux avant l'annonce du paquet « Repower Europe ».

REPOWEREU [REEU]

Le scénario ReEU propose un avenir où les mesures annoncées depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie deviennent réalité, l'accent étant mis sur l'abandon progressif du gaz fossile au profit d'une électrification plus rapide, de l'efficacité énergétique, du déploiement accéléré des SER et de la production de molécules vertes.

Ce scénario est également le seul en 2030 où l'intention annoncée par les autorités belges de prolonger l'exploitation de 2 GW du parc nucléaire belge (mars 2022) est prise en compte.



APRÈS 2030 :

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Le scénario EP propose un avenir où l'on suivra principalement les plans nationaux pour l'énergie et le climat publiés jusqu'en 2020, complétés par les ambitions annoncées avant la publication du paquet « Fit For 55 ».

GLOBAL IMPORT [GI]

Le scénario GI propose un avenir dans lequel des ambitions moins élevées dans des domaines tels que l'électrification et l'efficacité énergétique sont compensées par la participation à un marché de l'énergie mondialisé, axé sur les importations européennes de molécules décarbonées pour atteindre les objectifs climatiques européens.

Suivant le TYNDP 2022 « Global Ambition », l'accent est mis ici davantage sur l'utilisation de molécules (vertes) que sur l'électrification, et les améliorations de l'efficacité énergétique sont moins prononcées dans ce scénario. L'Europe est donc dépendante de l'importation de grandes quantités d'énergie décarbonée provenant de l'extérieur de l'Europe.

E-PROSUMERS [EPROS]

Le scénario ePros propose un avenir dans lequel l'Europe atteint ses objectifs climatiques de manière plus autonome, grâce à une très forte croissance de l'électrification, de l'efficacité énergétique, de la flexibilité et des sources d'énergie décentralisées.

Ce scénario est basé sur la storyline « Distributed Energy » du TYNDP 2022. Il est axé sur l'électrification des transports et sur des solutions énergétiques décentralisées, combinées avec une augmentation de l'efficacité de la demande d'énergie finale. L'accent est ici également posé sur la flexibilité du côté de la demande.

LARGE SCALE E-RES [LSERES]

Le scénario LSeRES propose un avenir où l'électrification se situe entre les scénarios « GI » et « ePros », ce qui, combiné à un déploiement intelligent des sources d'énergie renouvelable, permet d'atteindre les objectifs climatiques européens.

Ce tout nouveau scénario tente de trouver un juste milieu entre les scénarios « Global Import » et « e-Prosumers ». Sans s'écarter des objectifs climatiques à long terme, une combinaison de SER centralisées (principalement en mer) et de solutions décentralisées est utilisée ici, tandis que le degré d'électrification est plus élevé que dans le scénario TYNDP « Global Ambition ». La localisation des SER dans ce scénario, à partir des scénarios TYNDP, a été redistribuée sur le périmètre de simulation en fonction du potentiel et du facteur de capacité.

FLEX+ [FLEX]

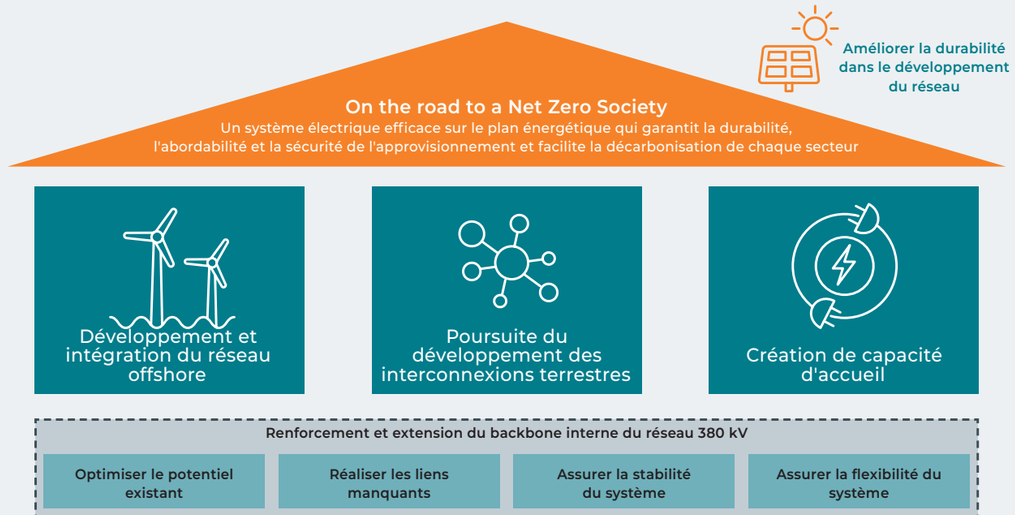
Le scénario FLEX propose un avenir dans lequel, en plus du scénario « ePROS », il y a un engagement très fort pour rendre le système électrique encore plus flexible, et ce, sous forme de stockage et de gestion de la demande électrique.

Cette sensibilité a été établie à partir du scénario « e-Prosumers », après quoi la flexibilité de la demande énergétique a été portée à un niveau très élevé, mais toujours réalisable.

Ces scénarios ont ensuite été utilisés pour identifier les besoins du système et calculer les indicateurs de marché dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices des projets transfrontaliers soumis « pour approbation » ou « sous conditions » dans le présent Plan de Développement fédéral.

Le développement du réseau de transport belge

FIGURE 4 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT



LES FONDATIONS – LE RENFORCEMENT ET L'EXTENSION DU BACKBONE INTERNE DU RÉSEAU 380 KV

Un réseau 380 kV développé et fiable jette les bases nécessaires à l'expansion ultérieure du réseau offshore, au développement des interconnexions et à la création de capacités d'accueil. Compte tenu de la nécessité de poursuivre le développement de ces trois piliers, il convient de rendre ces fondations suffisamment fortes et robustes pour permettre ces développements.

1. OPTIMISER LE POTENTIEL EXISTANT

DE QUOI S'AGIT-IL ?

Augmenter la capacité de transport des corridors 380 kV existants en remplaçant les conducteurs existants par des conducteurs à haute performance et en effectuant les renforcements de pylônes correspondants. Alors que dans le plan de développement précédent, cela concernait principalement la boucle Mercator – Massenhoven-Van Eyck – Gramme – Courcelles – Bruegel, il est désormais nécessaire de renforcer également les corridors 380 kV existants dans la région d'Anvers entre les postes Zandvliet – Doel – Mercator et dans la région Sud-Est entre les postes Brume – Gramme – Rimière.

NÉCESSITÉ ET EFFET ?

Le doublement de la capacité de transport du réseau interne 380 kV, nécessaire pour rendre possibles les flux accrus résultant de l'intégration des énergies renouvelables, de l'électrification et de l'expansion de la capacité transfrontalière. Cela permet de s'assurer que le réseau interne ne constitue pas le goulet d'étranglement pour ces échanges d'énergie.

TIMING ?

Le programme de renforcement est déjà en cours et il sera déployé par phases sur une période de ~ 15 ans.

2. RÉALISATION DES LIENS MANQUANTS

DE QUOI S'AGIT-IL ?

Développer de nouvelles connexions sur le réseau 380 kV afin de créer un réseau 380 kV maillé robuste. La connexion « **Boucle du Hainaut** » est un nouveau corridor de 380 kV doté d'une capacité de transport de 6 GW entre les postes Avelgem et Courcelles. Par la suite, le projet entre les postes Gezelle et Avelgem prévoit également la réalisation d'un nouveau corridor de 6 GW sur 380 kV, ladite connexion « **Ventilus** ».

À plus long terme, d'autres compléments nécessaires devront encore être apportés. Le premier est l'extension de la liaison souterraine par câble 380 kV entre Gezelle et Van Maerlant.

NÉCESSITÉ ET EFFET ?

Le nouvel axe « **Boucle Du Hainaut** » entre Avelgem et le centre constitue un chaînon essentiel du réseau 380 kV avec un quadruple objectif.

- Garantir un accès compétitif et abordable à l'électricité ;
- Augmenter la capacité d'accueil des sources d'énergie renouvelable. Cette connexion permet en effet d'augmenter considérablement la capacité de transport de l'ouest vers le centre, ce qui est indispensable. Étant donné que la seule connexion existante de 380 kV entre Horta et Mercator constitue déjà un goulet d'étranglement dans le réseau. Avec l'augmentation prévue de la production éolienne offshore et de la capacité d'interconnexion avec le Royaume-Uni, une capacité de transport supplémentaire est donc absolument nécessaire ;
- Soutenir le développement économique en Wallonie, et plus spécifiquement dans le Hainaut. Une synergie est possible avec le réseau sous-jacent 150 kV déjà saturé, afin de fournir à la région touchée la capacité nécessaire pour faciliter l'augmentation prévue de la consommation. Il s'agit ici, entre autres, du développement ultérieur de la région et de l'électrification de la société ;
- Rendre l'approvisionnement électrique plus fiable pour les consommateurs. Cette nouvelle connexion augmentera considérablement la fiabilité du réseau 380 kV. Il est vrai que sans la Boucle du Hainaut, la perte soudaine de la totalité de l'axe Horta-Mercator aurait un impact majeur sur l'ensemble du réseau européen.

La connexion « **Ventilus** » permet également de répondre simultanément à plusieurs besoins :

- Ventilus est essentiel pour le raccordement d'éoliennes offshore supplémentaires : évolution de 2,3 GW (2020) à environ 5,8 GW (2030) et création d'un hub énergétique offshore pour l'énergie renouvelable ;
- Ventilus est essentiel pour les développements futurs du réseau à haute tension en Flandre occidentale ;
- La fermeture de la boucle avec Stevin permet de créer une capacité d'accueil supplémentaire et offre également une certaine flexibilité pour sécuriser la production des parcs éoliens offshore ou les importations en provenance du Royaume-Uni en cas d'aléas ou lorsque des travaux de maintenance sont nécessaires.

Grâce à la réalisation de ces deux projets, le réseau belge passera d'une boucle à 380 kV à trois boucles, ce qui est essentiel pour garantir la robustesse et la flexibilité du réseau de transport.

L'extension ultérieure de la connexion souterraine par câble de 380 kV entre Gezelle et Van Maerlant constitue une première étape nécessaire dans le cadre de l'augmentation progressive attendue de la production éolienne offshore dans la première zone, appelée « Repowering ».

TIMING ?

La réalisation de Ventilus et de la Boucle du Hainaut est prévue pour la période 2028-2030, en fonction de l'avancement des procédures d'autorisation. Le calendrier du renforcement entre Gezelle et Van Maerlant doit encore être confirmé à la lumière d'études complémentaires, mais devrait se situer aux alentours de 2035.

3. ASSURER LA STABILITÉ DU SYSTÈME

DE QUOI S'AGIT-IL ?

- Installation de **dispositifs de régulation de la tension** (bobines et condensateurs) pour la gestion de la tension sur le réseau à haute tension.
- Installation de **compensateurs synchrones** dans la région côtière.

NÉCESSITÉ ET EFFET ?

L'intégration massive d'énergies renouvelables et le déclin des unités de production thermique classiques modifient fondamentalement le comportement du système électrique. Traditionnellement, la stabilité du réseau de transport est assurée par la présence de centrales conventionnelles. Les sources renouvelables n'ont pas encore les mêmes caractéristiques ou des caractéristiques similaires, d'où la nécessité de prendre les mesures nécessaires du côté du réseau électrique pour garantir à tout moment la stabilité du réseau.

TIMING ?

- Dispositifs de régulation de la tension : en continu, pendant toute la durée du plan de développement. Le calendrier est adapté en fonction de l'évolution du parc de production, des opportunités d'exploitation, de l'évolution du marché de la puissance réactive, de l'évolution du comportement réactif de la charge, ainsi que des exigences réglementaires. La phase 3 devrait être achevée d'ici 2026.
- Compensateurs synchrones : En accord avec le développement de l'énergie éolienne en mer.

4. ASSURER LA FLEXIBILITÉ DU SYSTÈME

DE QUOI S'AGIT-IL ?

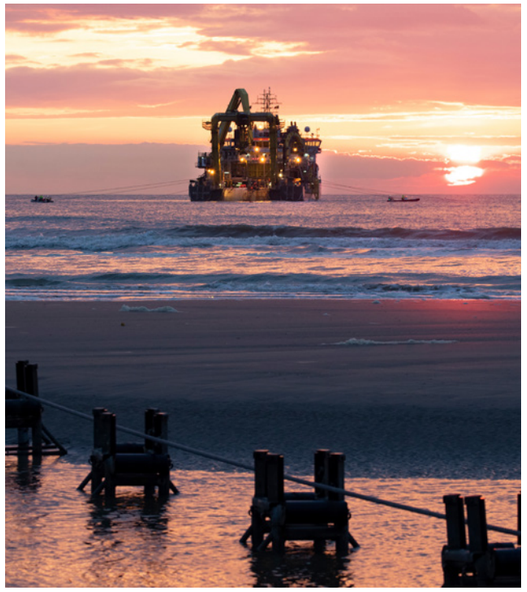
Une enveloppe de différentes mesures visant à maximiser la flexibilité disponible dans le système électrique. D'une part, il s'agit d'initiatives telles que **Consumer Centric Market Design** et **Flex-in Market**, qui ont une incidence sur le fonctionnement du marché. En outre, l'utilisation de l'**Artificial Intelligence** permettra à l'avenir de procéder à une meilleure gestion opérationnelle du réseau. Pour faciliter tous ces futurs échanges de données, le déploiement à grande échelle d'un réseau fibre optique dans le cadre du projet **Fiber Everywhere** est d'importance primordiale.

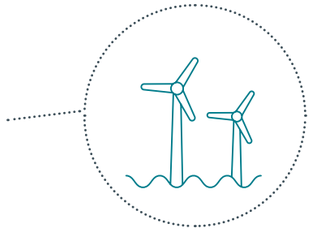
NÉCESSITÉ ET EFFET ?

Le développement d'une nouvelle infrastructure de réseau est indispensable à la réalisation de la transition énergétique. Un réseau on- et offshore robuste et fiable est une condition préalable absolue pour réussir la transition énergétique vers un système énergétique fiable, durable et abordable. En outre, il est tout aussi nécessaire d'optimiser autant que possible l'utilisation des infrastructures existantes et futures. Le développement de la flexibilité dans tous les aspects du système électrique, tant au niveau du réseau que du marché, est aussi indispensable que le développement des infrastructures.

TIMING ?

Le projet **Fiber Everywhere** est déployé par phases à l'horizon du Plan de Développement fédéral. Le calendrier exact des autres initiatives sera déterminé après l'obtention des résultats des premières phases de recherche.





Pilier 1

DÉVELOPPEMENT ET INTÉGRATION DU RÉSEAU OFFSHORE

DE QUOI S'AGIT-IL ?

Développer l'infrastructure offshore nécessaire pour regrouper les connexions des parcs éoliens offshore supplémentaires et des interconnecteurs et pour acheminer, de manière rentable, l'énergie produite jusqu'à la terre ferme. Ceci est assuré par la création d'une île énergétique au large de la côte belge et par la construction d'un hub d'énergie sur cette île. Il est tenu compte ici de l'éventuel futur maillage du réseau offshore afin de pouvoir capturer tout le potentiel de la mer du Nord.

Les ambitions supplémentaires des autorités belges, telles que déterminées en mars 2022, donneront lieu à une nouvelle extension de ce réseau. Cette extension est à l'étude et fera partie d'un prochain plan de développement.

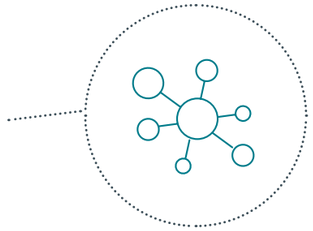
NÉCESSITÉ ET EFFET ?

Création d'une passerelle vers l'énorme potentiel d'énergie renouvelable de la mer du Nord – « La centrale électrique verte du futur ». Compte tenu de l'insuffisance des sources d'énergie renouvelable nationales pour une décarbonation complète et de sa situation sur la mer du Nord, la Belgique s'assure ainsi un accès direct à ce potentiel renouvelable.

La création des interconnecteurs hybrides Nautilus et TritonLink, qui combinent les fonctionnalités de connexion des énergies renouvelables et de connexion transfrontalière, permet une utilisation optimale des infrastructures et donne accès à une production d'énergie renouvelable supplémentaire et décorrélée.

TIMING ?

- Île Princesse Elisabeth & MOG 2 : 2027-2029
- Nautilus : 2030
- TritonLink : 2031-2032



Pilier 2

POURSUITE DU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS TERRESTRES

DE QUOI S'AGIT-IL ?

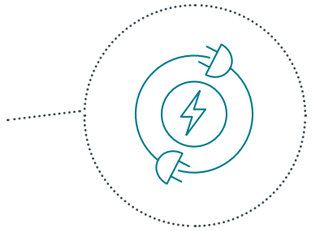
Maximiser la capacité d'interconnexion existante avec la France et les Pays-Bas en installant des conducteurs à haute performance et/ou des transformateurs déphaseurs sur les liaisons Lonny (FR)-Achène-Gramme et Maasbracht (NL) – Van Eyck. Développement d'un deuxième interconnecteur HVDC avec l'Allemagne.

NÉCESSITÉ ET EFFET ?

Les interconnexions contribuent à la sécurité d'approvisionnement, à la convergence des prix et à la décarbonation du système électrique européen en intégrant les énergies renouvelables à l'échelle européenne. Les interconnexions ont un effet de lissage de l'énergie renouvelable, permettant d'absorber les fluctuations de production à l'échelle européenne.

TIMING ?

- Lonny (FR) – Achêne – Gramme : 2030 - 2032
- Van Eyck – Maasbracht (NL) : 2032 - 2034
- Deuxième interconnecteur Belgique – Allemagne : 2037-2038



Pilier 3

CRÉATION DE CAPACITÉ D'ACCUEIL

DE QUOI S'AGIT-IL ?

Créer d'une part des points de raccordement supplémentaires, répartis sur le territoire belge, sur le réseau 380 kV pour le raccordement direct des utilisateurs du réseau et pour une transformation supplémentaire vers les niveaux de tension inférieurs.

Prévoir d'autre part les développements nécessaires du réseau pour accueillir de nouvelles unités centrales de production et pour le stockage.

NÉCESSITÉ ET EFFET ?

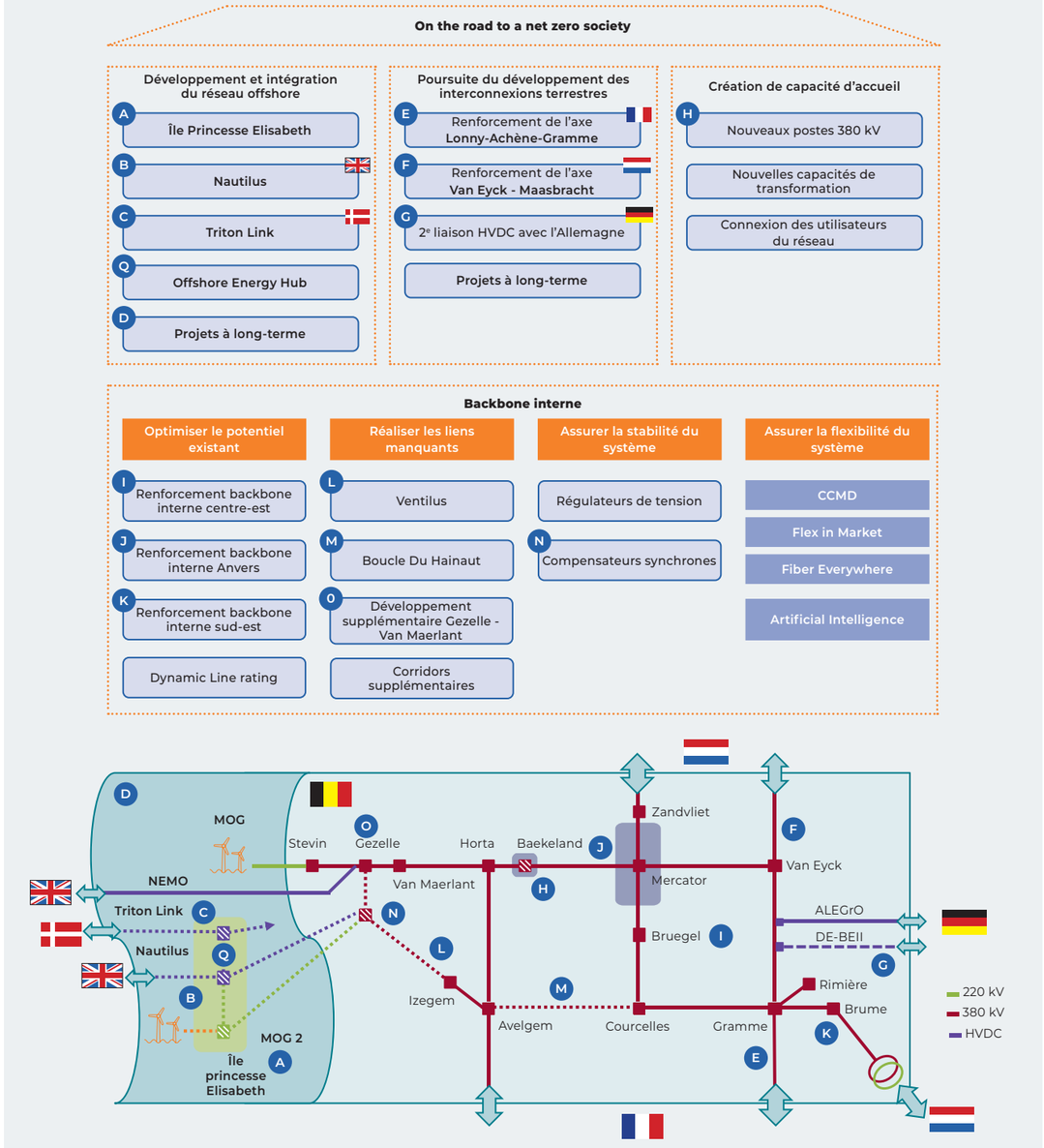
Faciliter l'électrification aussi bien dans le secteur résidentiel que dans le secteur industriel nécessite une approche proactive afin de pouvoir réaliser cette infrastructure en temps voulu. Pour les gros utilisateurs du réseau, un raccordement au réseau 380 kV sera rendu possible. Cela permet aussi, dans une première phase, de libérer rapidement de la capacité sur les réseaux de niveau inférieur pour l'électrification des plus petits utilisateurs du réseau. Dans une deuxième phase, une capacité de transformation supplémentaire est prévue. Un premier exemple concret est le poste « **Baekeland** » à Gand.

Le besoin de nouvelles unités centrales de production et de stockage découle du résultat de l'enchère CRM.

TIMING ?

Réparti sur la période 2024-2034

FIGURE 5 : APERÇU DE L'ÉVOLUTION DES INFRASTRUCTURES DU SYSTÈME HORIZONTAL





LA FACILITATION À LONG TERME DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Les projets présentés ci-dessus s'inscrivent dans l'horizon de temps du présent Plan de Développement en réponse aux défis posés par les différents scénarios étudiés pour le mix énergétique belge et européen. L'horizon 2034 ne constitue toutefois pas le point final de la transition énergétique, mais plutôt une étape intermédiaire sur la voie de la décarbonation complète de l'ensemble du secteur énergétique d'ici 2050.

Cependant, plus l'horizon est lointain, plus les évolutions possibles, les hypothèses et le développement de la technologie sont flous. C'est précisément pour cette raison que le Plan de Développement fédéral fait tous les quatre ans l'objet d'une mise à jour. Dans ce cadre, le présent Plan de Développement fédéral présente déjà un certain nombre de projets d'études indicatifs, dans le but d'anticiper ces évolutions en temps utile.

Tout d'abord, il y a le « **Développement ultérieur de la production d'énergie renouvelable en mer du Nord** » qui fait suite à l'ambition des autorités belges de porter à 8 GW la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge.

Deuxièmement, dans le cadre du projet d'étude « **Développement d'un troisième système hybride offshore** », Elia travaille de manière proactive avec d'autres pays de la mer du Nord pour définir la prochaine étape concrète du développement du réseau offshore et pour sélectionner les futurs projets hybrides présentant la plus importante plus-value pour la société. En ce qui concerne l'ambition à long terme à l'horizon de 2050, Elia demeure impliqué dans les études sur le développement et l'intégration d'un **réseau transfrontalier maillé en mer du Nord**, en s'appuyant sur les étapes initiales décrites ci-dessus.

Suite aux différentes études visant à identifier les besoins du système, il apparaît qu'à long terme, les **interconnexions onshore** doivent également être développées ultérieurement. Dans ce contexte, des pistes concrètes avec les Pays-Bas, la France ou l'Allemagne devraient être explorées de manière plus approfondie.

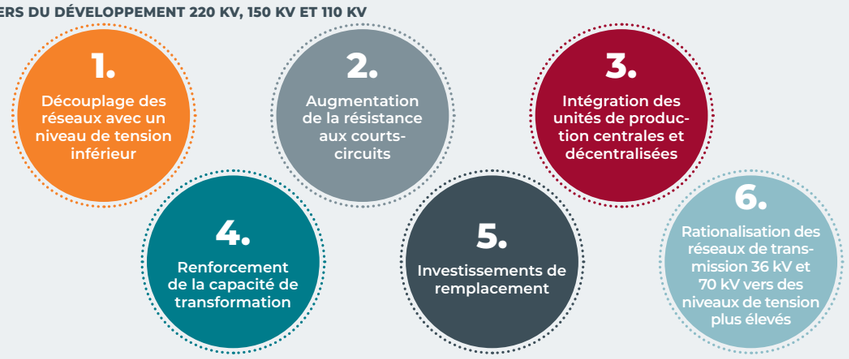
Pour permettre ces évolutions, le réseau interne doit en toute logique évoluer temporairement avec elles. Dans ce contexte, Elia a lancé une étude pour identifier d'ores et déjà ces futurs besoins de capacité aux horizons 2040 et 2050 et pour définir la stratégie d'un déploiement progressif de corridors supplémentaires dans le « backbone » belge. L'objectif est, comme toujours, de proposer une solution qui répond au maximum à tous les besoins du réseau, qui tient compte d'un robuste réseau 380 kV et qui mise au maximum sur l'acceptation publique du projet. Dans ce cadre, Elia suit de près les évolutions technologiques, tant en surface que sous terre.

PILIERS POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT 220 KV, 150 KV ET 110 KV

Le présent plan de développement comprend également un important programme d'investissement dans les réseaux de transport 220 kV, 150 kV et 110 kV, qui sont essentiels pour la sécurité d'approvisionnement locale et pour le raccordement des unités de production centrales et décentralisées de taille moyenne. Ici aussi, la flexibilité est utilisée au maximum pour planifier les investissements appropriés.

Les investissements dans les réseaux de transport 220 kV, 150 kV et 110 kV font souvent partie d'une vision globale qui a été élaborée pour répondre à un besoin spécifique ou à un groupe de besoins :

FIGURE 6 : PILIERS DU DÉVELOPPEMENT 220 KV, 150 KV ET 110 KV



1. DÉCOUPLAGE DES RÉSEAUX AVEC UN NIVEAU DE TENSION INFÉRIEUR

Les flux plus importants sur le réseau backbone 380 kV, associés au développement du marché européen de l'énergie, entraînent des flux non admissibles dans le réseau de transport sous-jacent. La vision consiste à déconnecter ces réseaux et à les exploiter comme des zones isolées. Le soutien mutuel réduit entre les zones 150 kV exige toutefois que ces zones soient mieux connectées localement au réseau backbone 380 kV situé en amont en installant des transformateurs 380/150 kV et 380/220 kV supplémentaires.

2. AUGMENTATION DE LA RÉSISTANCE AUX COURTS-CIRCUITS DU RÉSEAU 150 KV

Une augmentation constante du nombre de connexions par câble par rapport aux lignes aériennes et une augmentation du nombre de points de connexion avec le réseau backbone 380 kV augmentent la puissance de courts-circuits dans les réseaux 150 kV. Dans ce contexte, le présent plan de développement comprend plusieurs investissements dans des équipements à haute tension plus performants afin de continuer à garantir la fiabilité et la sécurité de l'exploitation.

3. INTÉGRATION DES UNITÉS DE PRODUCTION CENTRALISÉES ET DÉCENTRALISÉES

Le réseau de transport existant permet déjà une intégration poussée des unités de production. Un renforcement du réseau de transport est toutefois prévu aux endroits où l'on anticipe encore un important potentiel de production supplémentaire.

4. RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSFORMATION VERS LE RÉSEAU À MOYENNE TENSION EN RAISON DE L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

Le réseau de transport comprend un grand nombre de points d'interconnexion avec le réseau à moyenne tension auxquels sont raccordées, entre autres, la consommation résidentielle, les PME et la petite industrie. Par conséquent, une augmentation générale de la consommation, notamment dans le contexte d'une électrification accrue, peut entraîner la nécessité de renforcer la capacité de transformation à certains points d'interconnexion.

5. INVESTISSEMENTS DE REMPLACEMENT

La désaffectation de l'infrastructure de réseau pour raison de vieillissement est déterminée aussi précisément que possible par un suivi systématique des performances des équipements. L'infrastructure du réseau n'est pas systématiquement reconstruite à l'identique. Lors du remplacement d'une infrastructure obsolète, la préférence est toujours donnée à la meilleure solution sur le plan technique et économique. S'il y a lieu, un projet de remplacement individuel isolé est lancé pour couvrir les besoins de remplacement.

6. RATIONALISATION DES RÉSEAUX DE TRANSMISSION DE 36 KV ET 70 KV VERS DES NIVEAUX DE TENSION PLUS ÉLEVÉS

Une augmentation de la consommation électrique locale ou l'arrivée d'une production décentralisée peut entraîner un dépassement de la capacité du réseau local 36 kV ou 70 kV. Une évolution vers un niveau de tension plus élevé, tel que 110 kV ou 150 kV, est souvent privilégiée par rapport à un renforcement ultérieur des réseaux existants. Une telle mise à niveau est généralement plus rentable et plus efficace sur le plan énergétique.

MÉTHODOLOGIE DE DÉVELOPPEMENT ET AMÉLIORATION DE LA DURABILITÉ DANS LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX

Lors de l'identification des besoins d'investissement, on examine en premier lieu les optimisations possibles. Grâce à de nouvelles méthodes de gestion du système et de l'infrastructure, à l'utilisation de nouvelles technologies et à l'application de la flexibilité là où cela s'avère possible, Elia exploite le réseau électrique de plus en plus près de ses limites. Si un renforcement du réseau électrique est néanmoins nécessaire, Elia examine d'abord si cela est possible dans le corridor existant. Cela peut se faire, par exemple, en posant des conducteurs plus performants, en installant des transformateurs déphaseurs, en assurant un accès flexible au réseau ou en installant des dispositifs permettant d'utiliser plus de capacité sur une ligne existante en fonction des conditions météorologiques. Ce n'est qu'en dernier recours et lorsqu'il n'y a vraiment aucune autre option possible que le développement de nouveaux corridors est envisagé. **Tout investissement dans une nouvelle infrastructure de réseau se fait de préférence dans un corridor existant. Ce n'est que lorsqu'il n'y a aucune autre option possible que le développement de nouveaux corridors est envisagé.**

La lutte contre le changement climatique affecte ce processus de deux manières. D'une part, en sa qualité de Gestionnaire de Réseau de Transport, Elia doit faciliter la durabilité du secteur énergétique et préparer en temps utile le réseau de transport à cet effet, comme aux fins de l'intégration des énergies renouvelables et de l'électrification, par exemple. **En outre, pour la première fois dans le présent Plan de Développement fédéral, lors de l'évaluation et de la sélection des projets d'infrastructure transfrontaliers, la variation des émissions de CO_2 que ce projet entraîne et les avantages supplémentaires pour la société qui y sont associés sont spécifiquement calculés et pris en compte lors de la sélection du projet.**

D'autre part, les activités quotidiennes d'expansion, d'exploitation et de maintenance du réseau de transport génèrent également des émissions de CO_2. Dans ce cadre, Elia travaille un plan par étapes visant à réduire à terme l'utilisation du gaz SF_6, un puissant gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement de près de 24.000[3] dans ses installations à haute tension. Le projet **Green Substations** est également démarré, avec pour objectif d'améliorer l'efficacité énergétique des +/- 1.200 bâtiments des sous-stations.

En règle générale, le CO_2 (et ses équivalents) constitue déjà un paramètre important dans le processus décisionnel d'Elia et le poids de ce paramètre va encore augmenter dans les années à venir. Tant dans son rôle de GRT et de gestionnaire de la durabilité du secteur énergétique que dans ses activités quotidiennes, Elia veut réduire son empreinte carbone en intégrant explicitement l'impact du CO_2 dans toutes ses décisions.

NOTRE ENGAGEMENT



1. Minimiser autant que possible **LA CONSTRUCTION DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES** en donnant la priorité à l'optimisation et à l'amélioration des infrastructures existantes

2. UNE COMMUNICATION ET UNE COOPÉRATION OUVERTES tout au long du processus de développement, et ce, dès les premières étapes

3. RESPECTER LES PERSONNES, L'ENVIRONNEMENT ET LE CLIMAT lors de la construction et de l'exploitation de nos infrastructures

3 Cela signifie que l'émission de 1 kg de SF_6 a le même effet sur le réchauffement climatique que l'émission de (presque) 24 tonnes de CO_2.

1 Contexte





1.1 Cadre légal
1.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050
1.3 Motifs du développement du réseau
1.4 Méthodologie de développement de réseau
1.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia

1.1 Cadre légal

1.1.1. ELIA

Elia Transmission Belgium est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, dont les infrastructures sont détenues au travers de sa filiale Elia Asset, avec laquelle Elia Transmission Belgium forme une entité économique unique opérant sous le nom d'Elia.

Elia Transmission Belgium est désignée – selon les cadres réglementaires fédéral ou régionaux – pour les qualités suivantes: gestionnaire du réseau de transport d'électricité au niveau fédéral pour les niveaux de tension 380/220/150/110 kV, gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne, gestionnaire du réseau de transport régional dans la Région de Bruxelles-Capitale et gestionnaire de réseau de transport local en Région flamande (« plaatselijke vervoernet »), dans les trois cas pour les réseaux 70 kV à 30 kV inclus (avec quelques exceptions pour lesquelles le niveau de tension est plus faible)[1].

Elia est propriétaire de 100 % du réseau d'électricité à très haute tension (380 kV à 110 kV) et la quasi-intégralité des réseaux à haute tension (70 kV à 30 kV, sur base d'une liste nominative) en Belgique[2].

1.1.2. LE RÔLE DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE DANS LE MARCHÉ LIBÉRALISÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence a été initiée par la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La dernière directive (UE) 2019/944, votée au niveau européen et concernant le marché intérieur de l'électricité, a été adoptée en mai 2019. Elle fait actuellement l'objet d'un trajet de transposition dans la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« Loi Électricité »).

Dans le cadre de cette législation européenne, la production et la fourniture d'électricité sont organisées selon les principes de libre concurrence. Le transport d'électricité relève par contre d'un monopole naturel. Les réseaux de transport jouent donc un rôle unique : ils assurent un support commun aux différents acteurs du marché, sous la supervision de régulateurs fédéral et régionaux, en fonction de la répartition des compétences en matière d'électricité.

En tant que gestionnaire de réseau de transport, Elia a trois missions principales.

FIGURE 1.1 : LES TROIS MISSIONS D'ELIA



1 Au niveau fédéral, Elia a été désignée en tant que gestionnaire de réseau de transport par arrêté ministériel du 13 janvier 2020 pour un nouveau terme de 20 ans à partir du 1 janvier 2020. Pour la Région flamande, Elia a été désignée comme gestionnaire du réseau de transport local par décision de la VREG du 8 février 2012 pour un délai de 12 ans, à partir du 1er janvier 2012. Au niveau de la Région wallonne, Elia a été désignée gestionnaire de transport local selon la même procédure que le gestionnaire de réseau de transport au niveau fédéral, à savoir par arrêté ministériel du 13 mai 2020, également pour une durée de 20 ans. Pour la Région de Bruxelles-Capitale, Elia a été désignée gestionnaire de transport régional pour une nouvelle période de 20 ans à partir du 1ier janvier 2020 par l'arrêté du gouvernement de la région de Bruxelles-Capitale du 19 décembre 2019.

2 Elia est devenue propriétaire du réseau 70 kV de Nethys en région liégeoise qu'elle exploitait en tant que gestionnaire de réseau de transport local en région wallonne mais dont Nethys était restée propriétaire. Le transfert de propriété a pris effet le 1ier juillet 2019.

GÉRER L'INFRASTRUCTURE

Alors qu'auparavant la gestion de l'infrastructure était surtout basée sur les besoins électriques, on observe désormais la nécessité d'aborder cette gestion de manière plus large en tenant compte de l'évolution vers une économie durable, inclusive, neutre en carbone et circulaire, impliquant tous les secteurs. La neutralité carbone doit être atteinte d'ici 2050. Dans ce cadre, le secteur de l'électricité est clairement reconnu comme un catalyseur clé pour tous les secteurs d'une société nette zéro émissions. Pour y parvenir, l'Europe s'est engagée à déployer au maximum l'énergie éolienne en mer dans les eaux européennes, pour évoluer vers un système énergétique intégré dans lequel l'efficacité énergétique et l'électrification jouent un rôle crucial. Le réseau de transport doit dès lors être adapté afin de faciliter ces évolutions.

Pour favoriser le développement du réseau électrique européen tant en mer que sur terre, et de ce fait l'intégration de marché, le législateur européen a revu le règlement TEN-E (Trans-European Networks for Energy). Cette régulation vise à donner un statut de Project of common interest (PCI) aux grands projets d'infrastructure dans les pays de l'Union, comme par exemple les interconnexions. Cela octroie aux projets concernés différents avantages comme une procédure permis accélérée, un traitement régulatoire favorable mais aussi une possibilité d'accès au fonds européen Connecting Europe Facility (CEF). Le cadre ainsi révisé permet également de considérer des projets d'interconnexion avec des pays tiers (Project of mutual interest, PMI). Pour un petit pays comme la Belgique, le statut PCI/PMI peut jouer un rôle stratégique. En effet, son besoin d'interconnexion est important, que cela soit avec des pays voisins ou plus éloignés.

Finalement, l'infrastructure du réseau de transport d'électricité est définie comme critique et il est donc nécessaire de prévoir certaines mesures de sécurité et de protection spécifiques. Celles-ci sont établies conformément aux dispositions du Chapitre 2 de la loi du 1ier juillet 2011[3]. De plus il est fondamental que le gestionnaire de réseau de transport puisse communiquer avec les utilisateurs de réseau de manière efficace et sûre même en cas d'absence d'approvisionnement électrique. C'est pour cela qu'Elia dispose d'un réseau de communication spécifique avec les solutions de secours nécessaires pour satisfaire au Chapitre 5 du code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique[4].

GÉRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

La transition énergétique impacte fortement la manière dont le réseau électrique est utilisé. D'une part le mix énergétique de production évolue vers des sources de production décentralisées et renouvelables tandis que d'autre part, les habitudes de consommation évoluent avec de nouveaux usages (chauffage via pompes à chaleur, mobilité électrique, ...). Par nature ces évolutions rendent les flux électriques de plus en plus volatiles et difficiles à prédire, pouvant rapidement varier dans l'espace et le temps. Pour garder le système électrique à l'équilibre entre la production et la consommation et gérer ces évolutions de flux, il faut disposer de plus en plus de moyens de gestion de la demande alors qu'auparavant la gestion de la production pouvait suffire. Il est dès lors essentiel de disposer d'outils – notamment digitaux – et de processus de pointe ainsi que de compétences spécifiques pour garder le système en équilibre 24 heures par jour, en toute saison. Puisque l'électricité ne peut pas être stockée en masse, cet équilibre doit être maintenu en temps réel afin de garantir un approvisionnement fiable et une gestion opérationnelle efficace du réseau à haute tension.

Pour ce faire, la loi du 30 juillet 2018 a modifié la Loi Electricité du 29 avril 1999 pour qu'Elia réalise tous les deux ans une étude qui analyse les besoins du système énergétique belge en matière d'adéquation et de flexibilité sur un horizon de 10 ans. La dernière étude d'adéquation et de flexibilité a été publiée en juillet 2021 [ELI-1].

Enfin, la loi du 22 avril 2019 a modifié la Loi Electricité du 29 avril 1999 pour introduire un mécanisme de rémunération de capacité. Cette loi a ensuite été modifiée par la loi du 15 mars 2021[5] de manière à fixer le cadre nécessaire aux arrêtés royaux définissant les modalités du mécanisme. Le CRM vise à assurer un niveau suffisant de sécurité d'approvisionnement à partir de l'année 2025 qui marque une baisse progressive de la production nucléaire en Belgique.

FACILITER LE MARCHÉ

Elia accomplit pleinement ce rôle en organisant des services et des mécanismes qui facilitent l'accès des utilisateurs au réseau, contribuent à la liquidité du marché de l'électricité en soutenant l'émergence de nouvelles technologies ou en rendant les conditions de participation neutre technologiquement et favorisent les échanges transfrontaliers sur différents horizons de temps. Plusieurs mécanismes ont été mis en place par Elia à cette fin, au niveau du marché belge et de la gestion des interconnexions internationales.

Ces dernières années, plusieurs étapes ont été franchies dans l'intégration du marché européen, avec entre autres le lancement du couplage de marché basé sur les flux (flow-based) dans les marchés day-ahead de la

3 Loi du 1er juillet 2011 relative à la sécurité et la protection des infrastructures critiques.

4 Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

5 Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité.

région du centre-ouest de l'Europe, qui a été étendue à une bonne partie de l'Europe continentale, et l'intégration des marchés infra journaliers au niveau pan-européen. Ces étapes importantes vers un marché de l'électricité intégré s'inscrivent dans l'implémentation actuelle du code de réseau relatif à l'allocation de capacité et à la gestion de la congestion[6]. Les capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers sont également appelées à augmenter avec la mise en œuvre progressive de la règle des 70% issue de la mise en application du Clean Energy Package[7], qui stipule que 70% minimum de la capacité des réseaux doit être mis à disposition du marché. Elia se positionne de manière assez ambitieuse sur ce sujet, en bénéficiant d'une dérogation limitée et ciblée visant à couvrir les flux de bouclage qui trouvent leurs origines dans les pays voisins.

La politique énergétique future de la Belgique est également fortement influencée par les objectifs européens en matière de neutralité climat tels que présentés dans le Green Deal.



La loi européenne sur le Climat[8] inscrit dans une législation contraignante l'engagement de l'UE en faveur de la neutralité climatique et l'objectif intermédiaire de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030, par rapport aux niveaux de 1990. En outre, les directives européennes en matière de production d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique font l'objet d'une révision profonde pour tenir compte de ces nouveaux objectifs dans le cadre du paquet législatif « Fit for 55 » de l'Union européenne[9]. La directive européenne sur les sources d'énergie renouvelable est à l'origine des engagements pris par l'État fédéral et les Régions à atteindre des objectifs contraignants de production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2030. Par ailleurs, les impositions européennes en matière d'efficacité énergétique visent essentiellement à contenir le besoin d'énergie primaire. Ces directives européennes ont une influence sur les activités d'Elia étant donné que le réseau devra être adapté aux nouveaux défis de la transition énergétique.

Enfin, la Loi Électricité établit un cadre légal pour la construction et l'exploitation du Modular Offshore Grid (MOG)[10], qui fait partie intégrante du réseau de transport d'électricité. Il s'agit d'une infrastructure de réseau offshore qui permet de transporter la production des différents parcs éoliens offshore (ou d'autres sources d'énergie renouvelable), de façon collective, vers le réseau de transport d'électricité terrestre.

Alors que les missions de gestion de réseau continuent à se structurer autour de ces 3 axes principaux, leur traduction concrète en actions est largement impactée par les challenges posés par la transition énergétique, la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique.

Par ailleurs, il faut s'attendre à ce que les missions de gestion de réseau s'étendent sur un nouvel axe lié à la gestion des données. En effet, les challenges précités ne sauraient être relevés sans un recours poussé à la digitalisation dans les différents segments de ses activités et dans les interactions avec les utilisateurs du réseau. Ce faisant, la gestion de données constituera assurément un nouvel axe essentiel propre aux activités de gestion de réseau de transport[11].

6 Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

7 Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

8 Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) no 401/2009 et (UE) 2018/1999 (« loi européenne sur le climat »).

9 Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE. Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

10 Il est ici question de la loi du 12 mai 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en vue d'établir un cadre légal pour le Modular Offshore Grid.

11 Voir l'article 40 de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE.

1.1.3. L'ÉTABLISSEMENT D'UN PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le présent document remplace le précédent Plan de Développement fédéral du réseau de transport d'électricité 2020-2030 tel qu'approuvé le 26 avril 2019, que le gestionnaire de réseau doit établir conformément à la Loi Électricité.

1.1.3.1. Contexte légal relatif au plan de développement

Les dispositions générales concernant l'élaboration du Plan de Développement sont reprises dans la Loi Électricité et l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du Plan de Développement du réseau de transport d'électricité. L'article 13 §2 de la Loi Électricité précise que le Plan de Développement doit contenir, d'une part, une estimation détaillée des besoins en capacité de transport, avec indication des hypothèses sous-jacentes et, d'autre part, le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins. Le Plan de Développement doit couvrir une période de 10 ans.

Le Plan de Développement tient également compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun (« Projects of Common Interest ») pour la Belgique sélectionnés par la Commission européenne. À cet égard, il faut souligner que les projets d'intérêt commun sélectionnés en 2021 (5ième liste) conformément au règlement européen (UE) 347/2013[12] sont intégrés dans le présent Plan de Développement (à savoir les projets Brabo II & III et Lonny-Achêne-Gramme). Comme indiqué à l'article 3 de la Loi Electricité, l'établissement du Plan de Développement doit prendre en considération la dernière étude prospective, sur les moyens de production d'électricité, établie par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan. Cette étude a pris la forme d'un rapport de monitoring faisant foi d'étude prospective électricité et a été publiée en décembre 2019 [FOD-1]. Sous réserve d'une justification appropriée, les documents issus de la procédure permanente d'adaptation périodique de l'étude prospective peuvent également être pris en compte. En décembre 2021, la Direction générale de l'énergie a produit un rapport complémentaire à la dernière étude prospective, dit « rapport de suivi » [FOD-2].

En application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006[13], le projet de Plan de Développement est soumis à la consultation du public. Ses incidences environnementales sont également évaluées.

Enfin, en vertu de l'article 34 du règlement européen (UE)2019/943, le gestionnaire de réseau belge doit contribuer, avec les autres gestionnaires de réseau à l'échelle de l'Union européenne au sein d'ENTSO-E, à la réalisation du « Plan décennal de développement du réseau européen » (TYNDP). Il convient de souligner que le présent Plan de développement est en ligne avec le TYNDP2022 en tenant compte de la portée habituelle de l'évaluation des projets pour ces plans de développement. La dernière version du TYNDP est disponible sur le site d'ENTSO-E [ENT-1].

1.1.3.2. Lien avec les plans régionaux

Elia est désignée gestionnaire du réseau de transport d'électricité au niveau fédéral, gestionnaire de réseau de transport local (réseau 30-70 kV) en Région flamande, gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne et gestionnaire du réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale.

À ces titres, Elia est notamment amenée à établir les documents suivants relatifs au réseau de transport local ou régional qu'elle gère : un Plan d'Investissements pour la Région flamande[14], un Plan de développement pour la Région de Bruxelles-Capitale[15] et un Plan d'Adaptation pour la Région wallonne[16].

Pour Elia, l'indivisibilité technique et économique des matières relatives au développement du réseau requiert une définition, une optimisation, une programmation et une mise en œuvre homogène de projets à l'échelle fédérale et régionale. Les différents plans introduits par Elia à l'échelle fédérale et régionale constituent un ensemble cohérent visant l'optimum pour le réseau dans sa globalité, allant du 380 kV au 30 kV.

12 Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, abrogeant la Décision no 1364/2006/CE et modifiant les Règlements (CE) no 713/2009, n° 714/2009 et n° 715/2009.

13 Loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et programmes relatifs à l'environnement.

14 Plan d'Investissements prévu à l'article 4.1.19 du décret énergie du 8 mai 2009.

15 Plan de développement prévu à l'art. 12 de l'Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

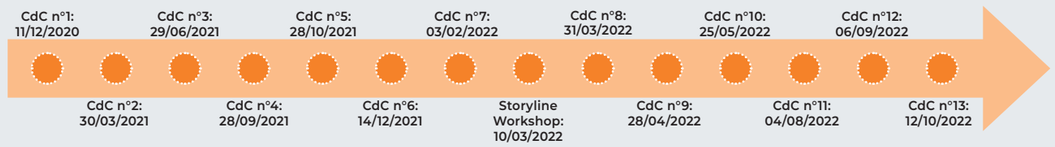
16 Plan d'Adaptation prévu à l'article 15 du décret wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

1.1.3.3. Procédure d'élaboration

Conformément à l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du Plan de Développement du réseau de transport d'électricité, le présent projet de Plan de développement 2024-2034 a été établi en collaboration avec le Bureau Fédéral du Plan et la Direction générale de l'Énergie. Un comité de collaboration, incluant également le régulateur fédéral (CREG) et le cabinet du Ministre de l'Energie, a été mis en place afin de formaliser cette coopération.

Ce comité de collaboration s'est réuni à plus d'une quinzaine de reprises dès le début des travaux d'élaboration du plan. Les réunions ont permis aux différentes parties de s'accorder et de discuter des éléments suivants : la structure du plan, la stratégie de communication à mettre en place, le planning de réalisation, le résultat d'études, les choix méthodologiques, les fils conducteurs et éléments clés de certaines sections...

FIGURE 1.2 : LIGNE DU TEMPS DES MEETINGS DU COMITÉ DE COLLABORATION DANS LE CADRE DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL 2024-2034



Les scénarios utilisés dans le cadre du plan ont été élaborés au sein d'un groupe de travail dédié spécifiquement à l'élaboration de scénarios nécessaires aux études d'Elia [ELI-2]. Ce groupe de travail est ouvert à toutes les parties prenantes et une fois les scénarios établis, ces derniers ont fait l'objet d'une consultation publique.

Le projet de Plan de Développement a été soumis à l'avis du régulateur fédéral (CREG) et du Ministre compétent pour le Milieu marin.

Ensuite, ses incidences environnementales ont été évaluées, en application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006.

Au terme de cette évaluation, le gestionnaire du réseau a adapté le projet de Plan de Développement pour intégrer les avis, observations, rapports et résultats de la consultation publique suivant la procédure définie par la loi du 13 février 2006.

Sur base d'une déclaration de la Direction générale de l'Énergie, le Plan de Développement 2024-2034 adapté a été soumis à l'approbation de la Ministre fédérale de l'Énergie.

Le Plan de Développement couvre la période entre le 1er janvier 2024 et le 1er janvier 2034.

APERÇU DE LA PROCÉDURE SUIVIE POUR L'ÉTABLISSEMENT DU PLAN

Conformément aux dispositions légales d'application, les principales étapes suivies pour l'établissement de la version définitive du Plan de Développement 2024-2034 sont reprises ci-dessous par ordre chronologique :

- 11 décembre 2020 : premier comité de collaboration ;
- 15 novembre - 12 décembre 2021 : consultation publique des scénarios ;
- 17 août 2022 : demande d'avis à la CREG et Ministre compétent pour le Milieu marin concernant le projet de Plan de Développement 2024-2034 ;
- 15 septembre 2022 : réception de l'avis du Ministre compétent pour le Milieu marin ;
- 16 septembre 2022 : réception de l'avis de la CREG;
- Septembre-octobre 2022 : adaptation du projet de Plan de Développement 2024 – 2034 sur base des avis reçus et rédaction du rapport sur les incidences environnementales;
- 17 octobre 2022 : annonce de la consultation publique sur le Plan de Développement 2024 – 2034 et sur le rapport sur les incidences environnementales sur le site Belgium.be;
- 14 octobre 2022 : annonce de la consultation publique sur le site d'Elia;
- 2 novembre 2022 : demande d'avis au Comité SEA sur le Plan de Développement 2024 – 2034 et sur le rapport sur les incidences environnementales;
- 2 novembre 2022-16 janvier 2023 : Consultation publique sur le projet de Plan de Développement 2024 – 2034 et sur le rapport sur les incidences environnementales;
- XX décembre 2022 : réception de l'avis du Comité SEA, du gouvernement Wallon et du Conseil Fédéral du Développement durable à la demande de la Ministre autorisée;
- Janvier-février 2023 : traitement des contributions reçues lors de la consultation publique afin d'obtenir le Plan de Développement 2024 – 2034 final;
- Février 2023 : Déclaration de résumé de la Direction générale de l'Énergie du SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie et du Bureau fédéral du Plan;
- XX mars 2023 : remise du Plan de Développement 2024 – 2034 final et du rapport sur les incidences environnementales auprès du Ministre fédéral de l'énergie.



1.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050

Ce chapitre décrit le contexte juridique, politique et socio-économique dans lequel s'inscrit le Plan de Développement fédéral (PDF) pour soutenir les objectifs nationaux et européens. Le chapitre montre où se situent les défis à relever pour soutenir au maximum l'objectif primordial de décarbonation du système énergétique et accélérer la transition énergétique, en tenant compte des incidences socio-économiques.

Le Plan de Développement fédéral du système électrique vise à soutenir les trois piliers du trilemme énergétique : promouvoir le caractère abordable, la durabilité et la fiabilité du système électrique. Un réseau bien développé facilite en effet la diversification des sources de production grâce au développement des interconnexions et des renforcements internes, favorisant ainsi la sécurité d'approvisionnement et l'intégration des sources d'énergie renouvelables (SER). Le développement du marché européen et intérieur de l'électricité favorise l'accès à l'énergie et son caractère abordable, au bénéfice de la société et de la compétitivité de notre économie.

Les objectifs et les défis du trilemme énergétique

1. UN SYSTÈME FIABLE

Le système électrique est fiable lorsque la production et la demande sont constamment en équilibre et que les lumières restent allumées. Un réseau de transport qui fonctionne bien achemine à tout moment l'électricité produite vers les centres de consommation et soutient ainsi le développement socio-économique.

Avec l'augmentation des volumes d'énergie renouvelable, la gestion des systèmes devient de plus en plus difficile. Du côté de la production (plus ou moins de vent et de soleil), il existe de grandes variations qui doivent être absorbées du côté de la demande. Pour maintenir l'équilibre du système, la consommation du futur devra s'adapter davantage à la production du moment. C'est ce qu'on appelle le changement de paradigme.

2. UN SYSTÈME DURABLE

Un système durable maximise l'intégration des sources d'énergie renouvelable. Outre l'accès à la production nationale (sur terre et en mer), un système durable permet également d'accéder à la production renouvelable à l'étranger (par le biais d'interconnecteurs) et en mer du Nord.

La durabilité signifie également que le système lui-même doit être efficace sur le plan énergétique et être développé de manière durable, en tenant compte de l'impact sur les personnes et l'environnement.

3. UN SYSTÈME ABORDABLE

Grâce à un réseau électrique fort et développé de manière optimale, les consommateurs ont accès aux sources d'énergie les plus efficaces, aussi bien en Belgique qu'à l'étranger. Cela garantit la convergence des prix avec les pays voisins et améliore notre position concurrentielle.

Elia Group est partisan d'un système énergétique axé sur les consommateurs permettant à ces derniers d'y participer activement. En adaptant leur consommation à la production actuelle, les consommateurs contribuent à maintenir l'équilibre du système et en sont financièrement récompensés (facture d'électricité moins élevée).

Toutefois, ces trois piliers sont fortement influencés et dominés par les ambitions politiques et socio-économiques spécifiques en Europe et au-delà, ainsi que par les politiques nationales et régionales. L'objectif européen ultime, depuis les ambitions affichées dans le Green Deal (voir chapitre 2), est **de devenir le premier continent climatiquement neutre du monde d'ici 2050**. Cet objectif concret nécessite une transition complète au niveau du système énergétique et pas seulement pour le système électrique. La traduction de ces ambitions en plans d'action concrets, qui représentent également une accélération par rapport au passé, est indispensable pour enrayer le changement climatique le plus rapidement possible et pour nous permettre de continuer à vivre durablement en tant que société sur une planète qui se réchauffe déjà.

La transition énergétique proprement dite doit être comprise comme la transformation de notre système énergétique en un système à faible émission de carbone qui s'appuie autant que possible sur des sources d'énergie renouvelables et d'autres technologies à faible émission de carbone pour son approvisionnement énergétique.

Cette transition énergétique durable est l'histoire d'énormes défis technologiques et socio-économiques, qui touchent transversalement tous les secteurs de la société. Le système électrique est au cœur de cette transition énergétique et doit se soutenir, mais aussi soutenir les autres secteurs (transports, bâtiments, agriculture, industrie, chauffage, etc.), dans leur cheminement vers une décarbonisation totale. La voie de la décarbonisation totale commence toujours par l'application du principe d'efficacité énergétique, l'objectif étant de réaliser des économies maximales sur les besoins en énergie primaire. L'efficacité énergétique se traduit généralement par une augmentation nette de la demande d'électricité due à l'électrification d'autres secteurs, malgré les gains d'efficacité associés à une réduction de la consommation d'électricité existante. L'électrification et la numérisation associée, en plus de servir l'objectif de décarbonisation, apporteront également une plus grande flexibilité au système, une nécessité absolue dans le monde des énergies renouvelables.

Le système électrique lui-même joue donc un rôle clé dans la contribution de la société à la décarbonisation pour réduire ses propres émissions directes et indirectes, ainsi qu'un rôle de facilitateur pour tous les autres secteurs, par l'électrification directe et indirecte. Outre l'écologisation de l'électricité, la décarbonisation d'autres vecteurs énergétiques (par exemple, les molécules) sera également indispensable, car toutes les utilisations ne seront pas électriques. Les scénarios du présent Plan de Développement fédéral prennent donc également en compte les hypothèses qui se situent en dehors du secteur de l'électricité afin d'avoir une vision aussi complète que possible de ces défis intersectoriels et de leur impact sur le système électrique lui-même. Outre son rôle clé en tant que facilitateur de l'atténuation des effets néfastes du climat, le système électrique lui-même doit également réaliser les adaptations nécessaires pour faire face aux phénomènes météorologiques modifiés (températures plus extrêmes, conditions de vent, inondations, incendies de forêt, etc.) résultant du changement climatique.

L'objectif de neutralité climatique est également influencé par les nouvelles réalités géopolitiques, pour lesquelles la Commission européenne a récemment formulé sa proposition d'approche à travers le plan RePowerEU [EUC-1]. La guerre en Ukraine et les conséquences de la pandémie de Covid ont contribué au fait qu'en très peu de temps, les prix du gaz et de l'électricité en Europe ont fortement augmenté et sont devenus volatils, avec un impact socio-économique extrême et une contribution à l'inflation générale. Pour contrer ce phénomène, le principal objectif de l'Europe est désormais de réduire à court terme et à un rythme accéléré sa dépendance énergétique vis-à-vis des combustibles fossiles en provenance de Russie, tout en s'attaquant à la crise climatique. Ces objectifs sont traduits par le plan REPowerEU et permettront d'accélérer la transition énergétique durable.



1.2.1. LE CHANGEMENT CLIMATIQUE EST UN DÉFI MONDIAL

Le réchauffement de la planète et le changement climatique qui l'accompagne, causé par l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre, sont reconnus scientifiquement, politiquement et juridiquement comme le défi mondial de cette génération et des générations futures depuis l'Accord de Paris sur le climat en 2015. Les émissions de carbone directes et équivalentes ayant un potentiel de réchauffement sont au centre de cet accord mondial, dans le but de maximiser leur réduction dès que possible. L'objectif ultime est de limiter l'augmentation de la température mondiale à un maximum de 2°C en moyenne en 2100, par rapport à l'ère préindustrielle, et de préférence à un maximum de 1,5°C [IPC-1].

L'objectif ultime est de limiter l'augmentation de la température mondiale à un maximum de 2°C en moyenne en 2100, par rapport à l'ère préindustrielle, et de préférence à un maximum de 1,5°C [IPC-1].

On estime que le réchauffement de la planète en 2022 se situe entre 1,2 et 1,3°C [CAT-1]. Le dernier rapport du GIEC [IPC-1] affirme sans équivoque que le moment est venu de réagir. Cela signifie que chaque molécule de CO_2 (ou équivalent) émise aujourd'hui et non captée contribue intégralement à une accélération exponentielle du changement climatique, pour laquelle tant les coûts d'adaptation au changement climatique que d'atténuation du changement climatique sont importants. Toutes les solutions qui peuvent être lancées à court terme doivent être explorées afin de limiter de manière significative l'augmentation de la température mondiale, car les systèmes humains et naturels sont confrontés à de graves risques supplémentaires, dont certains sont irréversibles.

Malgré cette urgence climatique et les promesses faites mondialement par les différentes nations pour la combattre, les émissions totales effectives de gaz à effet de serre ont continué d'augmenter au cours des dernières décennies, comme le montre la Figure 1.3 ci-dessous. En outre, il existe également une différence entre la somme des différents objectifs nationaux et l'objectif climatique le plus récent (COP26 à Glasgow). En termes de mesures d'atténuation du changement climatique, le monde est donc à la traîne - c'est ce qu'on appelle également le déficit d'émissions, illustré dans la Figure 1.3 ci-dessous par la différence entre les courbes jaune et verte. Pour maintenir le réchauffement de la planète en dessous de 1,5°C, le monde doit s'engager sur la courbe verte ; alors qu'aujourd'hui, depuis la dernière conférence sur le climat COP26 à Glasgow, il y a juste assez d'idées et d'initiatives sur la table pour atteindre 1,8°C au maximum. En outre, ces idées n'ont pas encore été traduites en législation nationale et en objectifs contraignants, ces derniers plaçant pour l'instant le monde entre la courbe bleue et la courbe orange.

FIGURE 1.3 : ÉMISSIONS DE CO_2 DANS LES SCÉNARIOS DU WORLD ENERGY OUTLOOK AU FIL DU TEMPS, 2000-2050 – FIGURES [IEA-1]

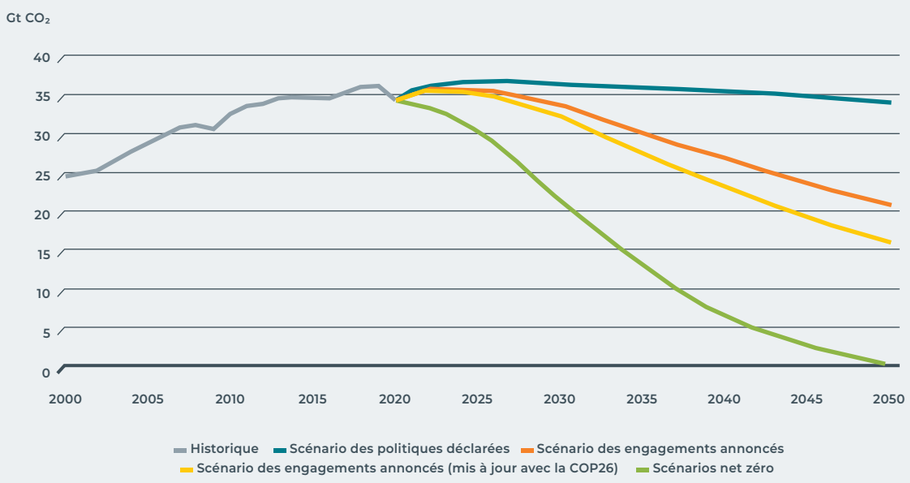
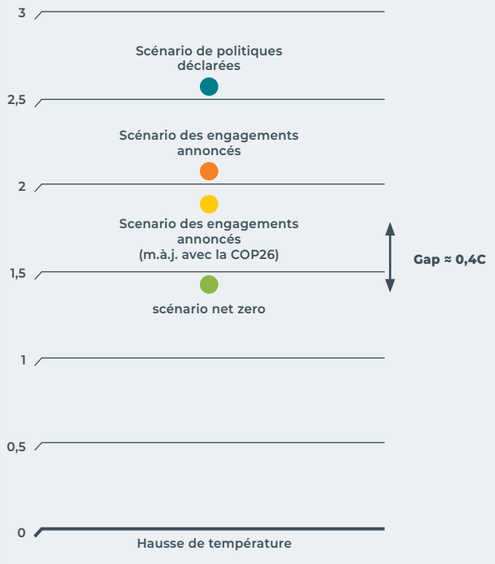




FIGURE 1.4 : AUGMENTATION DE LA TEMPÉRATURE EN 2100 PAR RAPPORT À LA PÉRIODE PRÉINDUSTRIELLE, PAR SCÉNARIO



Entre-temps, il est également clair que non seulement l'atténuation du changement climatique, mais aussi les mesures[17] et les investissements d'adaptation au changement climatique seront indispensables pour faire face aux effets durables du changement climatique qui se sont déjà produits. Les secteurs de l'énergie et les systèmes électriques devront se développer dans ce contexte d'adaptation. Concrètement, cela signifie que le système électrique doit être préparé à des conditions de vent et de température plus extrêmes, à des écosystèmes perturbés ainsi qu'à d'éventuelles catastrophes telles que des inondations, des feux de forêt, etc. Le dernier rapport du GIEC [IPC-1] souligne que, même si l'augmentation des phénomènes météorologiques et climatiques extrêmes a déjà eu des conséquences irréversibles, il faut agir maintenant pour limiter les pertes et les dommages. Tout nouveau retard dans l'action mondiale coordonnée et anticipée en matière d'adaptation et d'atténuation fera passer à côté d'une occasion courte et rapide de garantir un avenir vivable et durable pour tous. Malgré les progrès réalisés en matière de planification et de mise en œuvre de l'adaptation dans tous les secteurs et toutes les régions, le dernier rapport du GIEC suggère que, parallèlement au déficit d'émissions, un déficit de résilience analogue se manifeste également, lequel mérite une attention accrue.

17 Art.7 de l'accord de Paris sur le GGA = objectif global d'adaptation

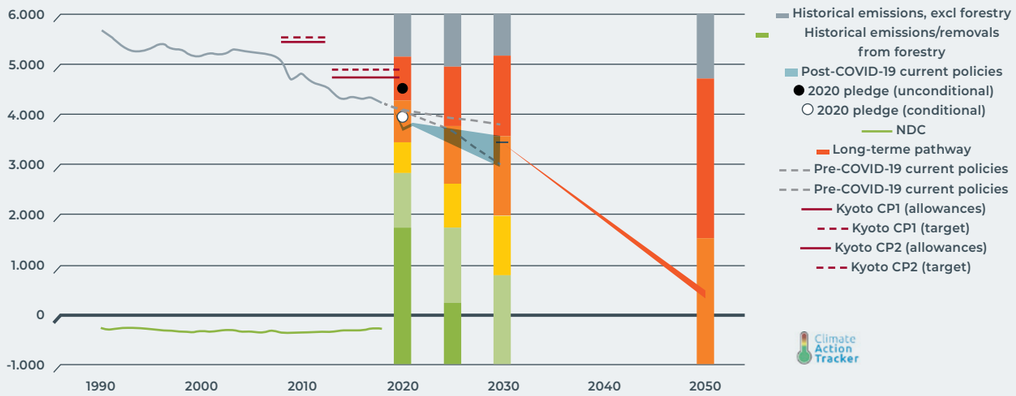
1.2.2. LE MOMENT CHARNIÈRE DE L'EUROPE – UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE NEUTRE EN CARBONE D'ICI 2050

En 2022, on constate que l'Europe émet environ 4 milliards de tonnes de CO_2 par an, contre 35 à 40 milliards de tonnes dans le monde. Ceci est illustré par la Figure 1.5 ci-dessous.

L'Europe est donc sur une trajectoire descendante, contrairement au niveau mondial en termes d'émissions absolues. Cependant, l'ambition d'atteindre la neutralité carbone pour le continent européen d'ici 2050 nécessite une nouvelle accélération de la réduction des gaz à effet de serre, par rapport aux dernières décennies. Cette ambition de neutralité carbone s'est concrétisée en 2019 par le « Green Deal » (voir ci-dessous) et a été également consacrée juridiquement par la loi européenne sur le climat [EUC-2]. Une ambition intermédiaire de 55 % de réduction des émissions de CO_2 d'ici 2030 a également été fixée et sera concrétisée par diverses initiatives législatives qui, dans leur ensemble, constituent le paquet « Fit for 55 ».

La section suivante décrit plus en détail le contenu du Green Deal, de la loi sur le climat, du paquet « Fit for 55 » et du Plan REPowerEU et clôt le chapitre avec l'impact attendu sur le système énergétique européen en termes d'émissions de CO_2 pour tous les secteurs et l'intégration nécessaire des sources d'énergie renouvelable (SER) pour réduire suffisamment et à temps l'empreinte CO_2 de la production d'électricité.

FIGURE 1.5 : ÉMISSIONS EUROPÉENNES DE CO_2 (OU ÉQUIVALENT) DANS TOUS LES SECTEURS [CAT-1]



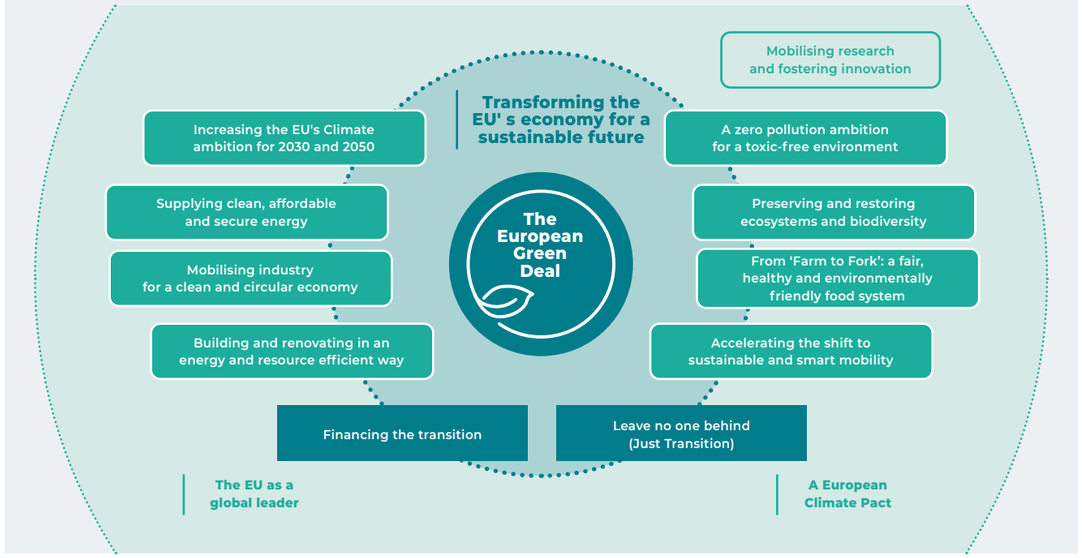
1.2.2.1 Le Green Deal – Le projet de neutralité climatique

Conformément à l'Accord de Paris, la Commission européenne a proposé son Green Deal européen [EUC-3] en décembre 2019. Le Green Deal est décrit comme « *le projet du changement transformationnel*[18] nécessaire pour que l'UE réalise ses ambitions en matière de climat et devienne « *le premier continent climatiquement neutre au monde d'ici 2050* »[19]. Il faudra pour cela décarboniser en profondeur tous les secteurs de l'économie.

Dans la pratique, le Green Deal implique de nombreuses actions, notamment l'examen des instruments politiques pertinents liés au climat, comme le montre le graphique ci-dessous :

Le Green Deal « *est une nouvelle stratégie de croissance visant à transformer l'UE en une société équitable et prospère, dotée d'une économie moderne, efficace dans l'utilisation des ressources et compétitive, avec des émissions nettes de gaz à effet de serre nulles d'ici 2050 et une croissance économique découplée de l'utilisation des ressources. Elle vise également à protéger, préserver et valoriser le capital naturel de l'UE et à protéger la santé et le bien-être de ses citoyens contre les risques et les incidences liés à l'environnement [...]*[20]» ..

FIGURE 1.6 : APERÇU DES ÉLÉMENTS DU GREEN DEAL [EU COMMISSION, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION, "THE EUROPEAN GREEN DEAL", BRUSSELS 11.12.2019, COM (2019) 640 FINAL, P.3.]



En ce qui concerne l'énergie, la Commission souligne que « *la production et l'utilisation d'énergie dans les secteurs économiques sont responsables de plus de 75 % de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre dans l'UE* »[21].

Le Green Deal reconnaît le besoin crucial de décarboner davantage le système énergétique en donnant la priorité à l'efficacité énergétique et en développant **un secteur énergétique dans lequel les sources renouvelables jouent un rôle central[22].**

18 European Commission, Communication, "Fit for 55 : delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality", COM(2021) 550 final, Brussels. 14.07.2021, p. 1.

19 European Commission, European Green Deal: Commission proposes transformation of EU Economy and society to meet climate ambitions, Press Release, Brussels. 14th July 2021

20 European Commission, Communication, "The European Green deal", 11.12.2019, COM(2021) 550 final, Brussels. p. 2.

21 *Ibid*, p.6 (page dans la version en anglais). Le Green Deal ne se concentre pas uniquement sur l'énergie. Parmi les autres éléments importants du Green Deal figurent la construction, l'utilisation et la rénovation des bâtiments, sachant que ceux-ci représentent encore 40 % de la consommation d'énergie, le passage à une mobilité durable et intelligente, les transports étant responsables d'un quart des émissions de gaz à effet de serre de l'UE, la préservation des écosystèmes et de la biodiversité, etc. L'industrie, qui représente encore 20 % des émissions de gaz à effet de serre de l'UE, jouera également un rôle important, notamment dans les secteurs à forte intensité énergétique. Comme le souligne la Commission, « Pour parvenir à une économie neutre sur le plan climatique et à une économie circulaire, l'ensemble du monde des affaires doit être mobilisé ».

22 *Ibid*, p.6 (page dans la version en anglais)

La poursuite de l'intégration des systèmes énergétiques [23] voir aussi §2.2 Un système énergétique intégré), l'abandon progressif du charbon et le passage à des gaz à faible teneur en carbone - non seulement le gaz naturel, mais aussi l'hydrogène et les dérivés de l'hydrogène (tels que l'ammoniac, le méthanol, le méthane de synthèse) seront tout autant nécessaires.

Néanmoins, l'approvisionnement en énergie au sein de l'UE doit rester sûr et abordable, y compris du point de vue des consommateurs. Cela nécessite **une intégration, une connectivité et une numérisation totales du marché européen de l'énergie** (coopération transfrontalière et régionale accrue, déploiement de technologies innovantes (réseaux intelligents, CSC, etc.)). En outre, pour soutenir la transition vers la neutralité climatique, la communication de la Commission souligne la nécessité d'une infrastructure intelligente et d'une révision du cadre réglementaire pertinent, notamment le règlement TEN-E. Les infrastructures existantes doivent également être utilisées de manière aussi efficace que possible et, si nécessaire, modernisées afin d'être adaptées aux besoins et aux conditions climatiques futurs[24].

Bien entendu, le Green Deal s'accompagne d'un défi en matière d'investissement, qui nécessite un soutien financier de la part « des secteurs tant publics que particuliers »[25]. Diverses mesures, règlements, cadres et mécanismes de financement doivent être utilisés pour soutenir la transition vers la neutralité climatique, notamment pour les personnes affectées par les prix du carbone et exposées au risque de précarité énergétique. En effet, la transition énergétique doit être équitable et inclusive, et « *doit s'assurer que personne ne soit être laissé pour compte* »[26].

1.2.2.2. La loi européenne sur le climat : Objectif contraignant pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050

Pour soutenir les ambitions du Green Deal, la loi européenne sur le climat[27] a été publiée au Journal Officiel le 9 juillet 2021 et est entrée en vigueur le 29 juillet 2021. La loi sur le climat renforce le Green Deal en imposant des obligations contraignantes tant à l'UE qu'aux États membres et en fournissant un cadre général pour la contribution de l'UE à l'Accord de Paris. La loi sur le climat détermine entre autres :

- **Un objectif contraignant de neutralité climatique dans l'Union d'ici à 2050** (art. 1 et 2). L'Union s'efforcera alors également de parvenir à des émissions négatives. Tant les institutions compétentes de l'Union que les États membres sont censés prendre les mesures nécessaires pour atteindre l'objectif de neutralité climatique.
- **Un objectif « intérimaire » contraignant pour l'Union**, consistant à réduire d'au moins 55 % les émissions nettes de gaz à effet de serre dans l'Union européenne d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990[28] (art. 4) ;
- **Un deuxième objectif intermédiaire pour 2040 devra être fixé**[29] (art. 4) ;
- **Le cadre permettant de progresser vers l'objectif mondial d'adaptation au changement climatique fixé à l'article 7 de l'Accord de Paris.** (art. 1) . Les institutions compétentes de l'Union et les États membres veillent à ce que des progrès continus soient accomplis dans le renforcement des capacités d'adaptation, de résilience et de réduction de la vulnérabilité au changement climatique (art. 5)[30];
- **Des règles d'évaluation de l'état d'avancement des mesures de l'Union et des mesures nationales pour faire en sorte que l'Union et les États membres restent sur la voie de la neutralité climatique et réalisent les progrès nécessaires en matière d'adaptation au changement climatique[31].**

23 European Commission, Communication, "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration", 08.07.2020, COM/2020/299 final. La Commission mentionne dans sa communication (p.1 dans la version en anglais) que : « L'intégration des systèmes énergétiques – la planification et l'exploitation coordonnées du système énergétique 'dans son ensemble', à travers de multiples vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation – est la voie vers une décarbonisation efficace, abordable et profonde de l'économie européenne, conformément à l'Accord de Paris et au programme 2030 des Nations unies pour le développement durable ».

24 Concernant ce paragraphe voir : European Commission, Communication, "The European Green deal", *Op. cit*, p.6

25 *Ibid*, p.15 (page dans la version en anglais)

26 *Ibid*. p.16 (page dans la version en anglais)

27 Règlement (UE) 2021/1119 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) no 401/2009 et (UE) 2018/1999 (« loi européenne sur le climat »), JO L 243/1, 9.7.2021.

28 Voir l'art. 4 du règlement 2021/1119, qui stipule également : « Lors de la mise en œuvre de l'objectif visé au premier alinéa, les institutions compétentes de l'Union et des États membres donnent la priorité aux réductions rapides et prévisibles des émissions tout en améliorant l'absorption par les puits naturels ». Afin de garantir des efforts d'atténuation suffisants jusqu'en 2030, [...] la contribution des absorptions nettes à l'objectif climatique de l'Union pour 2030 est limitée à 225 millions de tonnes d'équivalent CO_2. Afin d'étendre les puits de carbone de l'Union conformément à l'objectif de neutralité climatique d'ici à 2050, l'Union vise à atteindre un volume plus élevé de puits de carbone nets d'ici à 2030 ».

29 Au plus tard six mois après le premier « bilan mondial » (prévu pour 2023) mentionné dans l'Accord de Paris, la Commission doit présenter une proposition législative visant à modifier la loi sur le climat afin d'y inclure l'objectif climatique de l'Union pour 2040. (Voir l'art. 4 de la loi européenne sur le changement climatique).

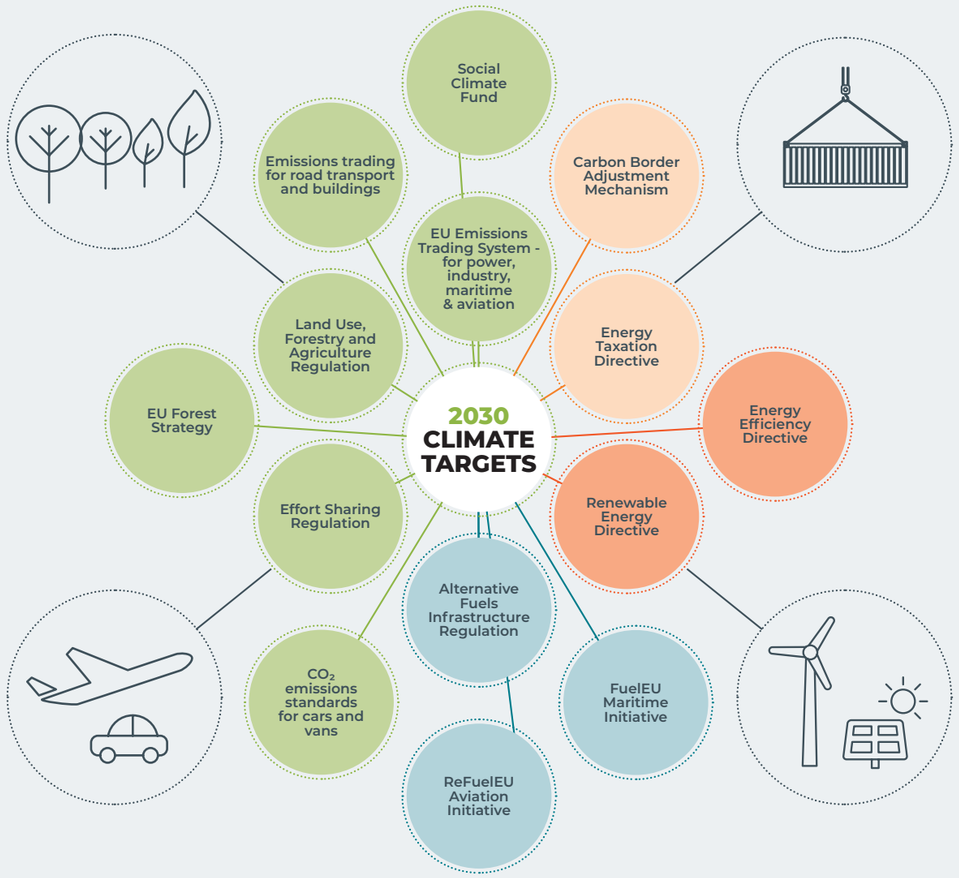
30 À cette fin, la Commission a adopté une stratégie de l'Union sur l'adaptation au changement climatique en février 2021, et les États membres doivent mettre en œuvre des stratégies d'adaptation nationales qui tiennent compte de la stratégie de l'Union. European Commission, Communication, « Forging a climate-resilient Europe - the new EU Strategy on Adaptation to Climate Change », 24.02.2021, COM(2021) 82 final.

31 Voir considérant 36 de la Règlementation 2021/1119 ("European Climate Law"), *Op. cit*.

1.2.2.3. Le paquet « Fit for 55 » et le Plan « RePowerEU »

En juillet 2021, en ligne avec le Green Deal et des objectifs juridiquement contraignants de la loi sur le climat de l'UE, la Commission a publié le paquet « Fit for 55 » visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici 2030. Comme le montre la figure ci-dessous, le paquet consiste en une série de propositions législatives interdépendantes visant à soutenir une « *transition équitable, concurrentielle et verte* »[32]. En pratique, le paquet « Fit for 55 » traduit les ambitions du Green Deal et de la loi sur le climat en propositions plus concrètes, dont certaines impliquent la révision de la législation existante ou l'adoption de nouvelles lois.

FIGURE 1.7 : APERÇU DES PROPOSITIONS LÉGISLATIVES CONTENUES DANS LE PAQUET "FIT FOR 55" DE JUILLET 2021



32 European Commission, Communication from the Commission: "Fit for 55": delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality", 14.07.2021, COM(2021) 550 final, p.3 (page dans la version en anglais).

Le paquet ne se concentre pas strictement sur une seule solution, mais prévoit une combinaison de mesures par le biais d'un mix politique choisi, qui vise à trouver un juste équilibre entre les mesures de prix (système d'échange de quotas d'émission (en anglais ETS, Emission Trading Scheme) plus fort et plus complet, des règles de taxation de l'énergie actualisées, des mesures spécifiques pour la correction du carbone à la frontière), des objectifs plus stricts (dans le cadre du règlement sur la Répartition de l'Effort (ESR), de la directive sur les Énergies renouvelables, de la directive sur l'Efficacité énergétique, etc.), des normes et réglementations plus contraignantes (ou nouvelles) (des normes de performance plus strictes en matière de CO_2 pour les voitures et les camionnettes, nouvelles infrastructures pour les carburants de substitution, etc.) et enfin des mesures de soutien (pour stimuler l'innovation, limiter les conséquences sur les groupes/personnes vulnérables, etc.)[33].

En décembre 2021, la Commission a également publié la deuxième partie du paquet Fit for 55, avec des propositions supplémentaires, notamment le paquet européen Hydrogène et gaz à faible teneur en carbone[34], la proposition de révision de la directive Performance énergétique des bâtiments[35] (directive PEB) et une proposition de règlement sur la réduction des émissions de méthane[36].

En termes de cibles et d'objectifs, certaines caractéristiques notoires du paquet « Fit for 55 » peuvent être résumées comme suit :

- **Objectifs plus élevés en matière d'énergies renouvelables :** la proposition de révision de la directive Énergies renouvelables[37] reconnaît la nécessité d'une part nettement plus importante de sources d'énergie renouvelables dans un système énergétique intégré et fixe un objectif européen contraignant plus élevé d'au moins 40% d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie d'ici 2030 (contre un objectif précédent de 32 %)[38]. Cet objectif doit être atteint conjointement par les États membres. La proposition vise à mettre en place un système énergétique plus propre et plus efficace grâce à une électrification basée sur des sources d'énergie renouvelables. En outre, dans des secteurs tels que l'industrie et les transports, où cela est moins évident, la directive révisée encouragerait l'utilisation de carburants renouvelables d'origine non organique (RFNBO - Renewable Fuels of Non-Biological Origin), comme l'hydrogène renouvelable[39].
- **Accent accru sur le principe de « l'efficacité énergétique d'abord » et objectifs d'efficacité énergétique plus élevés (également pour les bâtiments) :** la proposition de révision de la directive Efficacité énergétique[40] promeut et renforce l'importance du principe de « l'efficacité énergétique d'abord »[41], selon lequel les solutions d'efficacité énergétique doivent être prises en compte dans les décisions de planification, de politique et d'investissement en matière d'énergie, et selon lequel les mesures de réponse de la demande peuvent compléter les mesures du côté offre ou être des alternatives. En outre, la proposition renforce l'objectif de l'UE en matière d'efficacité énergétique en le rendant contraignant[42]. Les objectifs sont aussi revus à la hausse. Au lieu de l'objectif actuel de 32,5%, les efforts devraient désormais correspondre à « *une réduction de 36% de la consommation d'énergie finale et de 39% de la consommation d'énergie primaire par rapport aux projections du scénario de référence pour 2030 établi en 2007* »[43].
- Au niveau national, la proposition double pratiquement aussi les obligations d'économies d'énergie annuelles imposées aux États membres (1,5 % des économies annuelles de consommation d'énergie finale de 2024 à 2030 (contre 0,8 % auparavant)). Avec sa proposition de révision de la directive Performance énergétique des bâtiments, la Commission renforce encore le cadre réglementaire existant, conformément aux ambitions plus élevées du Green Deal. L'objectif est d'avoir, d'ici à 2050, un parc immobilier exempt d'émissions et de carbone.

33 Concernant ce paragraphe voir, *Ibid*, p.3 (page dans la version en anglais)

34 En pratique, ce paquet comprend une proposition de révision de la directive 2009/73/CE et du règlement 715/2009. Voir Commission européenne, Proposition de directive concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz renouvelables, du gaz naturel et de l'hydrogène, 15.12.2021, COM(2021) 803 final et Proposition de règlement sur le marché intérieur des gaz renouvelables et naturels et de l'hydrogène (refonte), 15.12.2021, COM(2021) 804 final.

35 Commission européenne, Proposition de directive sur la performance énergétique des bâtiments (refonte), 15.12.2021, COM(2021) 802 final.

36 Commission européenne, Proposition de règlement relatif à la limitation des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement (UE) 2019/942, 15.12.2021, COM(2021) 805 final. Dans le cadre de REPowerEU, certains éléments du paquet « Hydrogène et gaz à faible teneur en carbone » sont réexaminés afin de réduire rapidement la dépendance à l'égard des importations de gaz russe. La Commission a donc proposé des mesures pour s'attaquer aux causes profondes du problème sur le marché du gaz et pour garantir la continuité d'approvisionnement à des prix raisonnables pour l'hiver prochain et au-delà. Ces mesures comprennent l'obligation d'atteindre un niveau de stockage de gaz d'au moins 80 % d'ici le 1er novembre 2022, puis de 90 % les années suivantes.

37 Commission européenne, Proposition de directive modifiant la directive (UE) 2018/2001 concernant la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, 14.07.2021, COM(2021) 557 final.

38 Dans le contexte du Plan REPowerEU, l'objectif à été revu à la hausse à 45%. European Commission, Communication : « 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 [..] », *Op.cit*, p.9

39 European Commission, Communication : "'Fit for 55': delivering the EU's 2030 [..]", *Op.cit*, p.9

40 Commission européenne, Proposition de directive Efficacité énergétique (refonte), 15.12.2021, COM(2021) 558 final.

41 « L'efficacité énergétique d'abord » signifie que *les décisions en matière de planification, de politique et d'investissement dans le domaine de l'énergie tiennent compte, dans la mesure du possible, de mesures alternatives d'efficacité énergétique rentables afin de rendre la demande et l'offre d'énergie plus efficaces*, notamment par des économies d'énergie rentables au niveau de l'utilisation finale, des initiatives de réaction à la demande et une conversion, un transport et une distribution de l'énergie plus efficaces, tout en atteignant les objectifs de ces décisions ;

42 Il n'est pas prévu d'objectifs nationaux contraignants, mais il est prévu un mécanisme de mise en œuvre en cas de progrès insuffisants.

43 Commission européenne, Proposition de directive sur l'efficacité énergétique (refonte), *Op.cit*, p.33. Il convient de noter que dans le cadre de REPowerEU, comme pour l'objectif relatif aux énergies renouvelables, la Commission propose également d'augmenter encore l'objectif initial d'efficacité énergétique proposé dans le cadre du FIT pour 55. Voir l'encadré REPowerEU ci-dessous.

- **En route vers une mobilité « verte ».** La Commission place clairement le passage à la mobilité « verte » en tête de ses priorités à travers un certain nombre de ses propositions. Notamment :
  - Renforcement des normes d'émission de CO_2 pour les nouvelles voitures particulières et les nouveaux véhicules utilitaires légers[44]. Cette proposition vise à accélérer davantage la production et la vente de véhicules à émissions faibles ou nulles. A cette fin, il est proposé de réduire les émissions moyennes des nouvelles voitures de 55 % à partir de 2030 et de 100 % à partir de 2035 par rapport aux niveaux de 2021[45].
  - Un règlement sur les infrastructures de carburants alternatifs (AFIR - Alternative Fuels Infrastructure Regulation)[46]. La proposition fixe une série d'objectifs contraignants d'ici 2025, 2030 et 2035 pour le déploiement d'infrastructures de carburants de substitution accessibles au public (par exemple, électricité, hydrogène) afin de décarboniser les transports routiers, maritimes et aériens. Une attention particulière est accordée à l'introduction accélérée d'infrastructures de recharge dotées d'une connectivité numérique et d'options de recharge intelligente.
- **Un système (communautaire) d'échange de quotas d'émission (SCEQE - en anglais ETS - Emission Trading Scheme) renforcé et plus ambitieux et un règlement amélioré sur la répartition de l'effort (ESR - Effort Sharing Regulation)[47] pour réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre.** Au centre de la série de mesures proposées par la Commission pour promouvoir la décarbonisation de l'économie et réduire les émissions de gaz à effet de serre se trouvent les propositions de révision de la directive ETS[48] et du règlement sur la répartition de l'effort. Concernant la révision de l'ETS en particulier, la Commission propose un certain nombre de mesures (abaissement du plafond d'émission, augmentation du taux de réduction annuel, extension de l'ETS à de nouveaux secteurs, introduction d'un ETS distinct pour le transport routier et le chauffage et la climatisation des bâtiments, etc.) pour encourager de nouvelles réductions des émissions. Pour protéger la compétitivité de l'industrie de l'UE et gérer le risque de fuite de carbone (qui peut se produire en raison d'objectifs de réduction des gaz à effet de serre plus élevés au sein de l'UE), la Commission a également proposé un mécanisme de correction du carbone aux frontières[49].

Bien entendu, tous les objectifs, propositions et mesures présentés par la Commission dans le cadre du paquet « Fit for 55 » sont susceptibles d'être modifiés dans le cadre du processus législatif en cours, qui doit aboutir à l'adoption des textes législatifs définitifs, dont certains nécessiteront une transposition ultérieure au niveau national. Par ailleurs, le Plan REPowerEU, destiné à remédier à la fois aux prix élevés de l'énergie et à la dépendance à l'égard des combustibles fossiles russes, est également susceptible d'influencer les ambitions et les mesures qui seront finalement déterminées dans le cadre du paquet « Fit for 55 ».



44 Commission européenne, Proposition de règlement modifiant le règlement (UE) 2019/631 concernant le renforcement des normes d'émission de CO_2 pour les voitures particulières neuves et les véhicules utilitaires légers neufs, conformément à l'ambition climatique accrue de l'Union.

45 Commission européenne, Communiqué de presse : Green Deal européen : la Commission propose de transformer l'économie et la société de l'UE pour répondre aux ambitions climatiques, 14.07. 2021, p.2.

46 Commission européenne, Proposition de règlement concernant le déploiement d'infrastructures pour carburants de substitution et abrogeant la directive 2014/94/UE, 14.07.2021, COM(2021) 559 final.

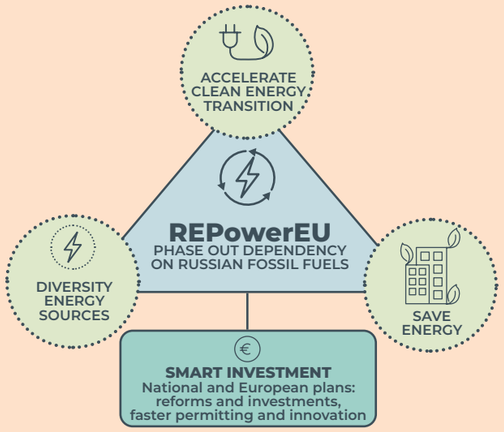
47 Commission européenne, Proposition de règlement modifiant le règlement (UE) 2018/842 relatif aux réductions annuelles contraignantes des émissions de gaz à effet de serre par les États membres de 2021 à 2030 inclus afin de contribuer à l'action en faveur du climat pour respecter les engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris, 14.07.2021, COM(2021) 555 final.

48 Commission européenne, Proposition de directive modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union, décision (UE) 2015/1814 relative à l'établissement et au fonctionnement d'une réserve de stabilité du marché pour le système d'échange de quotas d'émission de l'UE et règlement (UE) 2015/757, 14.07.2021, COM(2021) 551 final.

49 Commission européenne, Proposition de règlement établissant un mécanisme de correction du carbone à la frontière, 14.7.2021, COM(2021) 564 final.

REPowerEU

Le 18 mai 2022, dans le contexte de la hausse des prix de l'énergie et de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la Commission européenne a publié son Plan « REPowerEU »[50] contenant des initiatives législatives et non législatives. Le plan vise principalement à réduire à court terme la dépendance de l'Europe à l'égard des combustibles fossiles russes en accélérant la transition vers les énergies propres et en mettant en œuvre rapidement et avec une ambition accrue le paquet « Fit for 55 ».



Source: European Commission, Communication, REPowerEU Plan, 18.05.2022, COM(2022) 230 final, p. 1

Certaines des propositions les plus pertinentes du plan REPowerEU pour le Plan de développement fédéral sont les suivantes :

- **Les ambitions accrues en matière d'énergies renouvelables.** La Commission propose un objectif de 45 % d'énergies renouvelables d'ici 2030[51] (contre 40 % dans la proposition initiale de la Commission - voir le bilan de REDII). Pour soutenir cette ambition, la Commission propose une série de mesures et d'actions, notamment une stratégie solaire européenne (avec un objectif de plus de 320 GW d'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2025 et de près de 600 GW d'ici 2030)[52], l'accélération de la production d'hydrogène (renouvelable) et le développement du biométhane.
- **Soutien au déploiement rapide des énergies renouvelables et des infrastructures de réseau connexes.** Un aspect particulier de cette question est l'octroi de permis, que la Commission européenne souhaite accélérer en demandant aux États membres, entre autres, de désigner des zones terrestres et maritimes particulièrement adaptées à la production d'énergie renouvelable[53]. En outre, les États membres devraient veiller à ce que « *dans le processus d'autorisation, la planification, la construction et l'exploitation des installations d'énergie renouvelable, leur connexion au réseau et les actifs de réseau et de stockage connexes soient considérés comme étant d'un intérêt public supérieur et comme servant la santé et la sécurité publiques [...] lors de la mise en balance des intérêts juridiques*»[54] (traduction libre).
- **Les ambitions accrues en matière d'efficacité énergétique.** La Commission européenne propose un objectif contraignant d'efficacité énergétique de 13 % (contre 9 % dans la proposition initiale de la Commission sur le Fit for 55 - cf. révision de l'EED)[55]. Il propose également des mesures pour inciter davantage aux économies d'énergie, suggère des pistes qui pourraient conduire à des économies supplémentaires et à des gains d'efficacité énergétique, et propose une intensification de la mise en œuvre des plans nationaux pour l'énergie et le climat.
- **Stimuler les investissements (réseau) :** Selon la Commission européenne, REPowerEU entraînera des besoins d'investissement supplémentaires, s'élevant à 210 milliards d'euros d'ici à 2027 (en plus de ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs « Fit for 55 »). En ce qui concerne le réseau électrique, la Commission estime que des investissements supplémentaires de 29 milliards d'euros seront nécessaires d'ici à 2030)[56]. Le développement rapide de réseaux offshore et de connexions transfrontalières revêt une importance particulière. En plus du financement général et du soutien existant (par exemple, le CEF), la Commission européenne étudie également d'autres instruments (par exemple, un financement supplémentaire provenant des ventes aux enchères de l'ETS).

En conclusion, le plan REPowerEU est donc clairement une incitation supplémentaire à des ambitions plus élevées et plus rapides pour la réalisation de la transition énergétique. L'expansion rapide et continue du réseau électrique jouera un rôle crucial à cet égard.

50 Au sujet du Plan REPowerEU, voir : European Commission, Communication, « REPowerEU Plan », 18.05.2022, COM (2022) 230 final, p. 1.

51 European Commission, Proposal for a Directive amending Directive (EU)2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources, Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency, 18.05.2022, COM(2022) 222 final.

52 Voir, European Commission, Communication, "REPowerEU Plan", *op.cit*, p.6 et European Commission, Communication, EU Solar Energy Strategy, 18.05.2022, COM(2022) 221 final, p.1.

53 Outre sa proposition législative qui traite de l'octroi des permis, la Commission a également publié une recommandation spécifique, Voir la recommandation (UE) 2022/822 de la Commission du 18 mai 2022 visant à accélérer les procédures d'autorisation des projets d'énergie renouvelable et à faciliter les contrats d'achat d'électricité, 25.05.2022, PB L146/132.

54 European Commission, Proposal for a Directive amending Directive (EU)2018/2001 [...], *Op.cit*, COM(2022) 222 final, p. 23 (page dans la version en anglais).

55 *Ibid*, p.24. Outre sa proposition législative, la Commission a également publié une communication spécifique, voir, European Commission, Communication 'EU Save Energy', 18.05.2022, COM(2022) 240 final.

56 Concernant ces chiffres, voir, European Communication, « REPowerEU Plan », *Op. cit*, p. 12 & p.14

Ces objectifs et mesures imposés pour l'Europe ont été traduits en scénarios de marché pour le présent Plan de Développement fédéral [§2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport]. Elles constituent un défi socio-économique colossal qui affectera tous les secteurs. La recherche de la neutralité climatique afin d'amorcer une transition énergétique durable en moins de trois décennies implique effectivement une multitude de défis : la nécessité d'investissements et de main-d'œuvre importants, la sauvegarde du caractère abordable du système énergétique, les défis technologiques, l'acceptation par le public des nouvelles infrastructures et des intérêts locaux, les intérêts géopolitiques généraux et la nécessité d'une coopération internationale et intersectorielle transversale. Compte tenu de l'ampleur du défi, il est clair que des actions et des investissements à grande échelle seront nécessaires dans tous les secteurs de l'énergie en parallèle pour maintenir les objectifs intermédiaires et l'objectif final.

Si l'on compare le nouveau contexte de transition énergétique de ce Plan de Développement fédéral au précédent, cela revient essentiellement au fait que l'Union européenne a explicité sa stratégie énergétique pour les horizons 2030 et 2050, et que les ambitions sont sensiblement revues à la hausse.

- Concrètement, l'ambition européenne passe de -40 % à -55 % d'émissions de CO_2 en 2030 par rapport aux niveaux de 1990. La neutralité nette en matière de carbone en 2050 implique une augmentation de l'ambition de -60 % à -100 % des émissions de CO_2 par rapport aux niveaux de 1990.
- En chiffres absolus, cela signifie atteindre un nouvel objectif d'environ 2100 millions de tonnes d'équivalent CO_2 d'ici à 2030 au lieu de l'objectif précédent de 3000 millions de tonnes d'équivalent CO_2[57] – où les émissions du secteur de l'électricité doivent déjà être inférieures à 400 millions de tonnes d'équivalent CO_2 d'ici à 2030. Le point de départ en 2010 était d'environ 5000 millions de tonnes et en 2020 4000 millions de tonnes. Globalement, cela signifie que la nécessité de réduire les émissions de CO_2 au niveau du système énergétique européen double pratiquement au cours de la décennie 2020-2030 (-2000 millions de tonnes prévues) par rapport à la décennie précédente 2010-2020 (-1000 millions de tonnes réalisées).

Ce qui précède rend très concrète la nécessité d'accroître les sources d'énergie renouvelables, tant dans le secteur de l'électricité que dans les autres secteurs, mais aussi la nécessité d'une forte augmentation de l'électrification et de l'application de l'efficacité énergétique. Tout ceci est clarifié et résumé dans la Figure 2.42 du 2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport, qui représente graphiquement le défi intersectoriel en termes de réduction des gaz à effet de serre en équivalents CO_2 de 1990 jusqu'en 2050. De cette figure, il ressort également que le déploiement de technologies à émissions négatives telles que le captage et la réutilisation du carbone est déjà considéré comme nécessaire au cours de la prochaine décennie pour rester dans les limites du budget carbone. Cette technologie est encore en phase de développement. On s'attend actuellement à ce que les émissions de CO_2 soient encore limitées en 2050, ce qui peut être compensé. En outre, par le biais de la loi sur le climat, l'Europe s'est également engagée à essayer de garantir des émissions nettes négatives au-delà de 2050.

Les objectifs aux horizons 2030 et 2050 montrent clairement l'immense accélération nécessaire. Les Figures 2.40 et 2.41 du §2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport rendent ce constat encore plus tangible. Ces figures montrent les émissions totales et relatives de CO_2 dans le secteur de l'électricité pour tous les scénarios marché du §2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport. Il en ressort que le secteur de l'électricité est autorisé à émettre environ 100g de $CO_2/kWh_{électrique}$ en 2030 au niveau européen, alors qu'aujourd'hui les émissions se situent encore autour de 250g de $CO_2/kWh_{électrique}$.

57 Trajectoire des émissions de gaz à effet de serre dans un scénario à 1,5°C - COM(2018) 773 final, page 23, figure 6.

1.2.3. LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN BELGIQUE

1.2.3.1. La politique en Belgique

Dans le cadre de la politique énergétique européenne mentionnée ci-dessus, le gouvernement belge s'efforcera d'atteindre les objectifs fixés pour rendre possible une société belge neutre en carbone d'ici 2050 [BEL-1], et s'efforce d'assurer un approvisionnement énergétique fiable, abordable et durable tant pour les entreprises que pour les ménages. À cette fin, le gouvernement belge met en œuvre diverses politiques et mesures, qui sont décrites plus en détail dans ce chapitre.

Dans le cadre de la sortie partielle du nucléaire [BEL-2] et en vue de la transition vers la neutralité carbone, le gouvernement belge a approuvé la loi CRM (mécanisme de rémunération de capacité)[58], qui vise à subventionner les nouvelles capacités pour assurer la continuité d'approvisionnement en Belgique. Conformément à la loi, Elia participe à l'élaboration et à la mise en œuvre du mécanisme. La première période de livraison commence à l'hiver 2025-2026 et la première enchère Y-4 en 2021 a démontré la participation d'un mix technologique de nouvelles capacités thermiques, de stockage et de réponse de la demande.

Afin de garantir le subventionnement de la production d'électricité offshore tout en maintenant des prix abordables, le gouvernement belge a fait un premier pas vers une norme énergétique en finançant le subventionnement par une accise et en fixant le niveau de celle-ci afin d'éviter de futures augmentations de prix résultant du subventionnement de l'énergie éolienne offshore[59].

Suite à la directive sur les énergies renouvelables[60] et conformément au règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie[61], un projet de mise à jour du Plan national de l'Énergie et du Climat (PNEC) de 2019 sera soumis d'ici juin 2023. La version finale du PNEC est attendue un an plus tard, en juin 2024. Par la suite, le PNEC sera mis à jour tous les dix ans et l'état d'avancement de sa mise en œuvre sera examiné tous les deux ans. Les ambitions du PNEC 2019 [BEL-3] concernant l'intégration des SER dans la consommation finale totale d'électricité (part SER-E) et dans la consommation d'énergie (part SER) :

- Intégration des SER en Belgique d'ici à 2030 : 17,5 %.
- Intégration des SER-E pour l'électricité en Belgique d'ici à 2030 : 37,4 %.

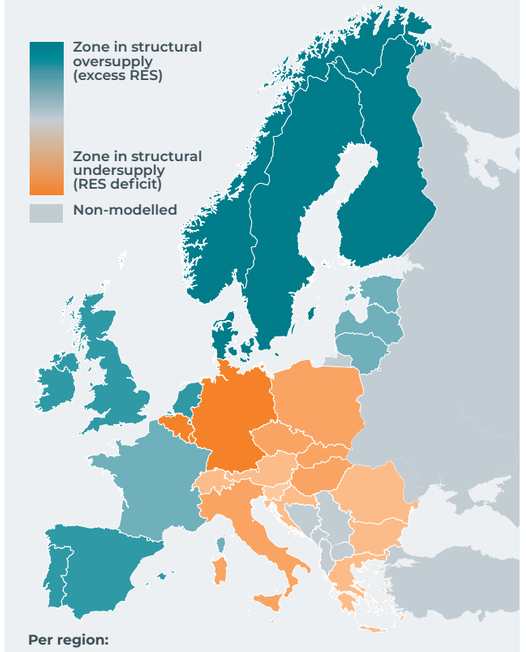
Sur la base d'une comparaison des valeurs réelles de 2020 avec les valeurs du PNEC de 2019 et compte tenu des nouvelles ambitions du Green Deal européen, des mesures supplémentaires doivent être prises. Certaines d'entre elles ont déjà été initiées par le gouvernement belge, comme décrit ci-dessous.

En vue de développer les sources d'énergie renouvelables, d'assurer la continuité de l'approvisionnement énergétique et de promouvoir l'intégration des marchés, le gouvernement veille à ce que notre pays continue à jouer un rôle de premier plan dans la recherche et le développement de l'énergie offshore. Dans ce contexte, Elia a étudié diverses initiatives et les a présentées au gouvernement, qui a finalement opté[62] pour le concept d'une île énergétique dans la zone Princesse Élisabeth de la mer du Nord. Cette île sera équipée d'une infrastructure de transport permettant l'intégration de 3,5 GW d'énergie éolienne en mer. Il s'agit d'une forte augmentation par rapport aux objectifs précédents du PNEC pour 2019 en matière de capacité SER offshore. En outre, l'île sera conçue pour accueillir une ou plusieurs interconnexions et constitue la première étape vers un futur réseau offshore.

La position centrale de notre pays en Europe offre la possibilité de contribuer au bien-être social des générations actuelles et futures. C'est pourquoi le gouvernement, en partenariat avec les entités fédérées, a inclus un important volet sur l'énergie et le climat dans le Plan interfédéral de Relance et de Résilience [BEL-4]. Cette action s'inscrit dans le cadre du plan de relance européen visant à réparer les dommages économiques et sociaux causés par la pandémie de Covid-19. Au niveau fédéral, le plan belge visera notamment à contribuer au financement du projet d'île énergétique en mer du Nord, au développement d'infrastructures de transport de l'hydrogène et du CO_2, ainsi qu'à la recherche et au développement sur l'utilisation de l'hydrogène là où il est le plus efficace et sur la capture du CO_2.

La Belgique, nos pays voisins et le reste de l'Europe sont tous engagés sur la voie de la décarbonisation des secteurs de l'énergie et de l'électricité. Cependant, le potentiel des SER n'est pas partout le même, tout comme le défi et la rapidité avec lesquels ces ressources énergétiques rares peuvent être exploitées. Cela signifie qu'en plus du développement des SER, nous devrons également importer des SER afin de décarboniser notre système électrique et les autres secteurs en temps voulu. Ceci est illustré dans la figure suivante, qui montre le déséquilibre du potentiel énergétique entre les différents États membres européens.

FIGURE 1.8 : ÉTUDE ROADMAP TO NET ZERO ELIA - ILLUSTRATION DES PAYS PRÉSENTANT UN DÉFICIT OU UN EXCÉDENT DE POTENTIEL SER



En outre, pour atteindre les objectifs européens en 2030, il est indispensable d'atteindre une part minimale d'électricité SER de 60 % en moyenne en Europe pour ramener l'intensité de carbone de la production d'électricité en moyenne en dessous de 100 g de CO_2/kWh électrique[63]. Du point de vue belge, cela signifie qu'il y a encore beaucoup de chemin à parcourir par rapport à la situation actuelle, surtout dans le contexte attendu d'une électrification croissante de la demande d'électricité, qui sera importante en Belgique, poussée entre autres par les ambitions de décarbonisation industrielle, notamment dans les zones portuaires.

Enfin, pour atteindre l'objectif européen de réduction des émissions de CO_2, de nouvelles interconnexions sont également indispensables pour la Belgique à l'horizon 2030, afin de mieux intégrer davantage de sources d'énergie renouvelables, nouvelles et existantes, et de réaliser des économies de carburant et de CO_2 avec les autres États membres. S'appuyer uniquement sur les importations n'est évidemment pas une option, étant donné le défi commun à tous les pays de l'UE de décarboniser le mix énergétique le plus rapidement possible.

58 Loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité.

59 Loi du 27 décembre 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

60 Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, et directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

61 Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 concernant la gouvernance de l'union de l'énergie et l'action pour le climat, modifiant la directive 94/22/CE, la directive 98/70/CE, la directive 2009/31/CE, le règlement (CE) 663/2009, le règlement (CE) 715/2009, la directive 2009/73/CE, la directive 2009/119/CE du Conseil, la directive 2010/31/UE, la directive 2012/27/UE, la directive 2013/30/UE et la directive (UE) 2015/652 du Conseil, et abrogeant le règlement (UE) 525/2013.

62 Approbation par le Conseil des ministres du 23 décembre 2021 d'un projet de décret ministériel établissant la conception de l'extension du Modular Offshore Grid pour la zone Princesse Élisabeth.

63 Adequacy & Flexibility study 2021 - page 120, figure 5-71 – RES-E share in function of CO_2 intensity of the EU electricity mix (gCO_2/kWh_el)

1.2.3.2. Roadmap to net zero

En 2021, Elia a mené une étude globale [ELI-3] du système énergétique afin de comprendre à quoi pourrait ressembler une Europe climatiquement neutre et quels défis systémiques cela impliquerait. Deux voies de transition différentes y sont calculées au niveau européen : une basée sur une forte électrification et une autre basée sur un rôle plus important des molécules vertes telles que l'hydrogène vert. Les principaux messages sont brièvement rappelés ici afin d'exposer, de la manière la plus concrète possible, les défis à relever pour le système électrique et au-delà. Le Plan de Développement fédéral à l'horizon 2024-2034 constitue un nouveau pas dans cette direction et tente de tenir compte autant que possible de ces conclusions européennes et belges, afin que les bons investissements puissent être lancés à temps et que les objectifs puissent être atteints.

- La voie basée sur une forte électrification conduit à un moindre besoin d'énergie primaire pour couvrir la demande finale. La différence avec la voie fondée sur les molécules est d'environ 1800 TWh par an au niveau européen, ce qui correspond approximativement à la production annuelle équivalente de 400 GW d'éoliennes en mer. Une électrification maximale permet de couvrir la demande finale d'énergie aussi efficacement que possible et d'utiliser de manière optimale le potentiel limité de SER en Europe. L'électrification est donc aussi la voie la plus rapide vers la décarbonisation et peut permettre d'atteindre les objectifs intermédiaires pour 2050.
- Le rythme de développement des sources d'énergie renouvelables en Europe doit être multiplié par trois par rapport au rythme de transition énergétique connu ces dix dernières années, de manière à couvrir les besoins croissants d'électrification.
- Le développement de l'énergie photovoltaïque et de l'énergie éolienne doit aller de pair. Une bonne combinaison des deux sources permet de produire suffisamment d'énergie renouvelable en été (plus de production à partir du soleil) et en hiver (plus de production à partir du vent). Les interconnexions permettent de compenser les fluctuations du soleil et du vent au niveau européen, ce qui réduit le besoin de flexibilité. L'étude montre également qu'il existe un besoin de capacité dite contrôlable pour combler les périodes d'une à plusieurs semaines de faible production éolienne et solaire. L'électrification des applications finales, telles que les voitures électriques et les pompes à chaleur, combinée au stockage (batteries domestiques, etc.) apportera au réseau la flexibilité indispensable pour couvrir les fluctuations quotidiennes de l'énergie photovoltaïque. Cela nécessite une numérisation poussée et de nouveaux mécanismes de marché pour rendre cette flexibilité disponible.
- L'Europe a intrinsèquement besoin de molécules (vertes) en plus des électrons pour une décarbonisation intersectorielle complète d'ici 2050. Elle devra structurellement compter sur les importations de molécules provenant de l'extérieur de l'Europe pour atteindre la neutralité climatique. Dans une Europe climatiquement neutre, la disponibilité des sources d'énergie renouvelables est intrinsèquement rare et nécessite donc une approche rationnelle permettant d'exploiter de manière optimale le potentiel européen limité et de le partager grâce aux interconnexions.



- Les molécules vertes doivent être privilégiées lorsque l'électrification n'est pas envisageable, comme dans certains processus industriels. La production locale d'hydrogène ne peut être envisagée que s'il y a suffisamment d'électrons verts disponibles - localement ou par interconnexion - pour couvrir les futurs besoins d'électrification. Si ce n'est pas le cas, la production locale de molécules vertes pourrait faire obstacle à une électrification plus poussée. Cela conduirait à un enfermement dans lequel la poursuite de la décarbonisation ne pourrait se faire que sur la base de molécules vertes, accompagné d'un besoin accru d'expansion des SER et d'importations en provenance de pays non européens.
- Le système électrique jouera un rôle majeur dans la transition énergétique grâce à ses interconnexions et ses renforcements internes afin de transporter les sources d'énergie verte de l'offre à la demande (ou le stockage) de la manière la plus efficace possible tout en les maintenant en équilibre.

Dans la perspective de 2050, qui est au-delà de l'horizon de ce plan, l'étude globale d'Elia montre qu'en Belgique, pour les deux voies de transition, le potentiel est insuffisant pour trouver cette capacité SER uniquement au niveau national, ce qui signifie que le pays devra compter sur des sources SER en dehors de ses frontières. La situation de la Belgique en mer du Nord, avec un très grand potentiel d'éoliennes en mer, jouera un rôle important à cet égard. La Belgique devrait chercher à coopérer avec d'autres pays pour développer ce potentiel.

Il est donc crucial que le réseau électrique belge puisse s'étendre et ainsi avec des partenariats puisse intégrer de nouvelles productions renouvelables dont notamment celles de la mer du Nord, et que l'épine dorsale du réseau électrique belge soit renforcée suffisamment et en temps voulu pour intégrer ces sources et d'autres SER. Le défi consistera également à faciliter l'électrification croissante de la Belgique pour d'autres secteurs, afin que nous aboutissions à une demande électrique bien supérieure à 100 TWh sur une base annuelle selon le scénario envisagé, par rapport aux niveaux historiques connus de 80-90 TWh.

L'étude Roadmap to Net Zero montre que, dans le cas de l'électrification et dans l'hypothèse d'une capacité installée de 6 GW d'éoliennes en mer, de 8 GW d'éoliennes terrestres et de 40 GW de photovoltaïque en Belgique d'ici 2050, il manquera environ 80 TWh de SER en Belgique pour couvrir la demande d'électricité. En termes d'ordre de grandeur, c'est l'équivalent d'environ 18 GW d'éoliennes en mer . Il est clair que les projets actuels d'intégration de l'éolien en mer[64] Triton (3GW), MOG2 (3,5GW), MOG1 (2,3GW) ne sont qu'un premier pas dans cette direction.

Outre une plus grande intégration des SER, il faut également intégrer la capacité contrôlable nécessaire, qui est cruciale pour couvrir de longues périodes d'une à plusieurs semaines avec une faible production éolienne et solaire. En outre, une bonne combinaison de SER, une interconnexion suffisante et le développement de la flexibilité de l'utilisateur final (via la numérisation) jouent un rôle crucial pour garantir l'équilibre efficace et adéquat du réseau à tout moment.

En résumé, il est clair qu'un système d'énergie et d'électricité neutre en carbone d'ici 2050 nécessitera une évolution fondamentale vers un prélèvement pouvant suivre la production à partir de SER, complétée par les autres outils de flexibilité nécessaires au niveau local (réponse à la demande et capacité contrôlable) et transfrontalier (par le biais d'importations/exportations) pour couvrir tout déséquilibre restant.



64 En termes de production annuelle d'énergie sans stockage. D'autres combinaisons technologiques sont également possibles et peuvent être développées à la fois en mer et sur terre.

1.3 Motifs du développement du réseau

Comme expliqué dans les sections précédentes, le Plan de Développement fédéral doit fournir une vue d'ensemble des besoins en capacités de transport futures et du programme d'investissement correspondant, afin d'atteindre les objectifs poursuivis aux niveaux national et européen. Avant de commencer les études détaillées [§1.4 Méthodologie de développement du réseau], il est important d'avoir une vue d'ensemble des motifs qui peuvent être à l'origine des besoins du système et, en fin de compte, des projets d'investissement. Un motif est la raison ou l'évolution sous-jacente qui peut créer des besoins de développement spécifiques pour le réseau de transport. Elia utilise 5 clusters de motifs, qui sont présentés dans cette section. Ce chapitre donne une vue d'ensemble de ces clusters. La section suivante [§1.4 Méthodologie de développement du réseau] explique ensuite comment ces motifs sont traduits en besoins du système dans une première étape et en projets d'investissement dans une deuxième étape. Il convient de noter que les projets d'infrastructure élaborés répondent généralement à plus d'un des motifs suivants. Il est également important de noter que l'intention n'est pas de fournir une liste exhaustive de tous les motifs ou évolutions sous-jacents.

Les 5 clusters de motifs sont :

1. Développement européen et sécurité d'approvisionnement ;
2. Durabilité ;
3. Clients et gestionnaires de réseau de distribution ;
4. Fiabilité de l'approvisionnement électrique local ;
5. Conformité fonctionnelle et technologique.

1.3.1. DÉVELOPPEMENT EUROPÉEN ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ

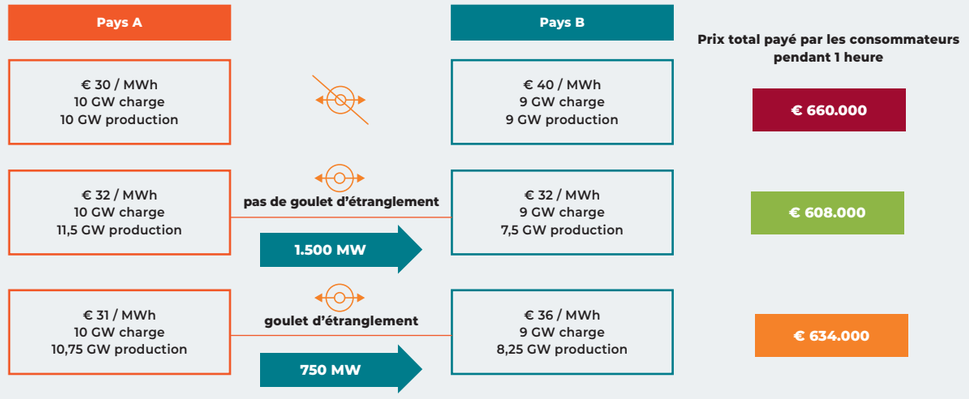
Dans le passé, les réseaux de transport étaient principalement développés à l'intérieur des frontières géographiques nationales. Les liaisons ou interconnexions entre les réseaux de différents pays étaient principalement destinées à pouvoir se soutenir mutuellement en cas d'urgence. Avec la libéralisation du marché de l'électricité, l'Union européenne visait à créer un marché européen unique de l'électricité. Cela signifie qu'à partir de ce moment-là, le marché belge de l'électricité était ouvert à la concurrence de tout fournisseur européen d'électricité, en termes de fourniture aux clients privés et professionnels.

Avec cette évolution, le rôle des interconnexions transfrontalières a naturellement changé lui aussi. En effet, ce sont ces interconnexions qui ont permis **d'échanger de l'énergie électrique** entre différents pays. Ainsi, un fournisseur dont l'unité de production est située, par exemple, aux Pays-Bas ou en France, peut vendre de l'énergie électrique en Belgique, et vice versa.

Cependant, étant donné l'intention initiale d'utiliser les interconnexions uniquement en cas d'urgence, elles n'étaient pas aussi développées que les réseaux de transport internes des différents pays, et formaient en fait des **goulets d'étranglement** dans le réseau de transport. S'il n'y a pas assez de capacité de transport entre deux pays, il y aura une différence dans le prix du marché de l'électricité entre eux. Le pays dont le prix du marché est le plus bas voudra exporter de l'électricité vers le pays dont le prix du marché est le plus élevé, mais il est limité dans sa démarche par **le goulet d'étranglement ou la congestion** de la capacité de transport à la frontière. Le pays dont le prix du marché est le plus élevé est donc contraint de produire de l'électricité plus chère sur son propre territoire.

Les liaisons internationales sont donc essentielles pour la création d'un marché européen intégré de l'électricité, qui renforce la compétitivité de notre économie et entraîne donc une bien-être accrue. Très concrètement, cela signifie que grâce aux interconnexions, le mix énergétique le plus optimal peut être réalisé au niveau européen, les sources d'énergie les plus rentables étant déployées en priorité au-delà des frontières nationales.

FIGURE 1.9 : REPRÉSENTATION SIMPLIFIÉE DE L'IMPACT POSITIF POUR LA SOCIÉTÉ D'UNE INTERCONNEXION SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ POUR UNE HEURE DONNÉE. LE MONTANT EN X €/MWH REPRÉSENTE LE PRIX QUE LES CONSOMMATEURS PAIENT SUR LE MARCHÉ DE GROS PAR MWH



Avec la nécessité d'intégrer de plus en plus **d'électricité renouvelable** dans le système électrique, ces interconnexions gagnent encore en importance. Les différences géographiques au sein de l'Europe créent un potentiel inégal pour le développement de ces sources renouvelables, ce qui ouvre de nouvelles possibilités d'échanges énergétiques entre les pays. En effet, les pays ayant un plus grand potentiel en matière de sources d'énergie renouvelables peuvent à certains moments avoir un excédent de production d'énergie renouvelable, qui est mis à la disposition des pays ayant un moindre potentiel par le biais des interconnexions transfrontalières. En particulier pour un pays comme la Belgique, où le potentiel domestique des sources d'énergie renouvelables est insuffisant pour répondre à tous les besoins futurs, l'importance de ce point ne peut être sous-estimée.

Dans le même ordre d'idées, il convient également de mentionner que la nature volatile des sources renouvelables peut aussi être partiellement compensée par un système électrique bien interconnecté, en raison de la répartition géographique de la production d'électricité. L'intégration massive de ces sources d'énergie renouvelables dans le système énergétique s'accompagne donc de la nécessité de renforcer ou d'étendre les interconnexions.

Le développement ou le renforcement des interconnexions doit être bien coordonné avec le développement ou le renforcement du backbone interne, afin que les acteurs du marché disposent d'une capacité optimale pour les importations et les exportations et ne soient pas limités par des surcharges du réseau interne. Compte tenu des longs délais de réalisation des grands projets à haute tension, des risques intrinsèques liés à l'obtention des permis et à l'acceptation du public (en temps voulu) et de la marge de manœuvre (parfois limitée) pour la planification de ces grands travaux, il est nécessaire de lancer ces projets en temps utile et de créer le soutien nécessaire, précisément pour éviter que le réseau de transport ne soit un facteur de blocage dans la transition énergétique. La stratégie consiste à livrer le réseau de transport à temps pour qu'il facilite, voire améliore, la transition énergétique.

Elia a pour mission de déterminer, au moyen de simulations de marché et de réseau, à quelles frontières les motifs susmentionnés entraînent un besoin concret d'expansion des liaisons transfrontalières et de développer des projets d'infrastructure responsables à cette fin. Avec les progrès de la technologie, il convient de noter qu'elle ne se limite plus aux pays voisins proches, mais qu'elle permet également des liaisons vers des pays plus éloignés. Ces simulations montreront également où se trouvent les goulets d'étranglement ou les congestions dans le backbone interne.

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il faut une capacité suffisante sur le marché de l'électricité. La détermination de cette capacité dépasse le périmètre du plan de développement. Comme décrit sur le site Web d'Elia [ELI-4], un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) existe en Belgique pour assurer la disponibilité d'une capacité suffisante aux moments critiques afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Avant cela, il y avait le principe de la réserve stratégique [ELI-5].

Si certaines **nouvelles capacités (production, stockage ou gestion de la demande)** ont été retenues lors des enchères organisées pour mettre en œuvre le mécanisme ci-dessus, elles doivent encore être intégrées au réseau. En fonction de l'emplacement et de la structure du réseau de transport, certains besoins de développement du backbone du système électrique peuvent apparaître.

Les **interconnexions** sont également importantes pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement en Belgique. Les interconnexions permettent aux pays de s'entraider. Ils garantissent l'adéquation entre la production et la consommation en autorisant les importations d'énergie si la production nationale s'avère insuffisante.

Il convient toutefois de noter que l'on ne peut jamais garantir que l'énergie nécessaire sera disponible à l'étranger. La mesure dans laquelle les interconnexions existantes contribuent à la sécurité de l'approvisionnement est abordée dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité (Adequacy and Flexibility study) [ELI-6].

Outre les motifs ci-dessus, qui peuvent principalement donner lieu à une capacité de transport supplémentaire, ce cluster comprend également des motifs liés à la **stabilité du système**. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement, la stabilité du système doit en effet également être assurée à tout moment. Il existe une grande enveloppe de phénomènes différents qui peuvent se produire sur le réseau et menacer la stabilité. Une évolution importante à cet égard est le remplacement progressif des centrales thermiques classiques par des sources renouvelables. Ces sources renouvelables utilisent généralement des convertisseurs électroniques de puissance (§2.3 La technologie dans la transition énergétique), qui peuvent présenter des difficultés spécifiques pour maintenir la stabilité. Il convient également de mentionner l'évolution de la puissance réactive, qui peut affecter la stabilité de la tension.

Bien que le développement européen et la sécurité de l'approvisionnement aient été abordés ci-dessus comme deux sujets distincts, ils sont en réalité fortement liés en raison de leur influence mutuelle et sont considérés comme un seul cluster. En effet, la nouvelle capacité fera partie du marché européen de l'électricité grâce aux interconnexions, et peut même entraîner une modification du besoin d'interconnexions supplémentaires.

1.3.2. DURABILITÉ

Comme décrit dans le Rapport annuel sur le Développement durable [ELI-7], Elia soutient le **Green Deal européen**. Ce cluster contient donc les motifs de développement du réseau de transport qui découlent de l'ambition d'atteindre les objectifs européens, nationaux et régionaux en matière d'énergies renouvelables, de climat et de décarbonation. Ce cluster contient, bien entendu, un large éventail de motifs. Cependant, dans le contexte actuel, le développement des énergies renouvelables et l'électrification de divers secteurs sont les plus pertinents. Les deux sont abordés en termes généraux ci-dessous. Dans le chapitre 3. Identification des besoins du système, les besoins qui découlent de ces évolutions seront abordés plus en détail.

DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

L'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable dans le réseau de transport est l'une des évolutions les plus décisives dans ce contexte. Le développement de grandes quantités d'énergie renouvelable supplémentaire provenant de la mer du Nord (principalement l'énergie éolienne), tant dans les eaux belges qu'au-delà, affectera principalement le système horizontal (tant à terre qu'en mer). L'intégration de la production renouvelable décentralisée en Belgique se fait principalement par le biais du système vertical.

Le réseau de transport existant offre déjà une capacité d'accueil importante pour la production décentralisée, à condition qu'elle soit géographiquement dispersée. Grâce à cette capacité, la plupart des productions existantes de ce type pouvaient déjà être connectées. À l'avenir également, il est important que ce type de production soit réalisé de préférence là où les réseaux à haute tension ont une capacité d'accueil restante suffisante. Dans certains cas, cependant, l'augmentation de la production décentralisée peut justifier un renforcement ou une extension spécifique du réseau.

ÉLECTRIFICATION

Comme expliqué à la section §2.2 Un système énergétique intégré concernant la stratégie européenne d'intégration des systèmes énergétiques dans le cadre du Green Deal, l'électrification est la bonne approche dans certains secteurs pour augmenter considérablement l'efficacité énergétique et donc réduire les émissions de CO_2 de ces secteurs. Dans le contexte actuel, les véhicules électriques et les pompes à chaleur sont les exemples les plus connus, mais on trouve également un potentiel important d'électrification dans certains secteurs industriels. De telles évolutions peuvent augmenter considérablement la consommation locale d'électricité et nécessitent donc aussi des ajustements importants du réseau électrique, ou de sa gestion opérationnelle. Alors que les véhicules électriques et les pompes à chaleur affecteront principalement le système vertical, l'électrification de l'industrie aura un impact majeur sur le développement du réseau du système horizontal.

1.3.3. CLIENTS ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Elia consulte régulièrement ses utilisateurs du réseau directement connectés et les gestionnaires de réseau de distribution afin de répondre efficacement à leurs besoins. Dans le cas des utilisateurs directs du réseau, cela peut se traduire par la nécessité d'augmenter la capacité du réseau de transport, ou par une expansion du réseau de transport.

En collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution, le besoin de capacité supplémentaire de la transformation moyenne tension est identifié en premier lieu. Il convient de noter ici qu'il existe un lien avec le motif précédent concernant la durabilité. En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de distribution et l'impact de l'électrification peuvent également affecter la capacité de transformation nécessaire entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Ces évolutions sont ensuite identifiées à travers ce parcours.

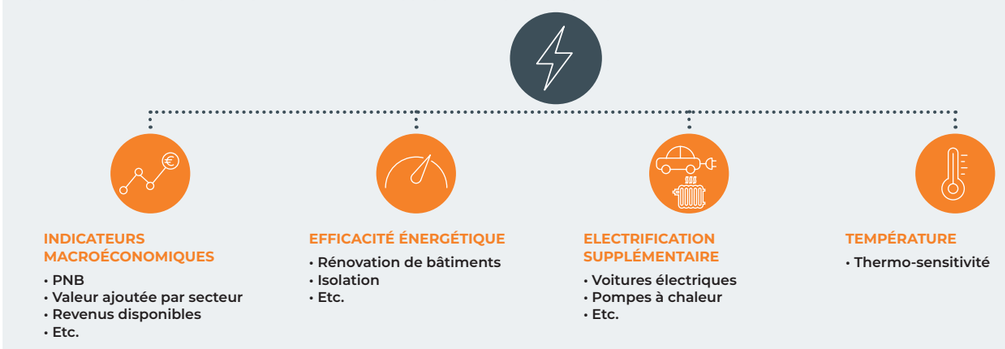
1.3.4. FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE LOCAL

Ce motif renvoie principalement à l'**évolution générale de la consommation d'électricité et à la modernisation des équipements obsolètes.**

ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Pour pouvoir anticiper à temps les augmentations de la consommation d'électricité, Elia établit des prévisions de la consommation future d'électricité. Le motif de l'électrification, tel que discuté ci-dessus dans le contexte de la durabilité, a naturellement aussi un impact sur la consommation d'électricité et est pris en compte dans ces prévisions. Cependant, en raison de sa nature spécifique et[65] disruptive[66], elle a été cataloguée dans la catégorie de la durabilité. Le motif de ce cluster est l'évolution générale de la consommation d'électricité due à la croissance démographique ou à l'augmentation de l'activité économique, qui ont un caractère plus évolutif[67] au niveau belge.

FIGURE 1.10 : PRINCIPAUX MOTIFS DÉTERMINANT LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ



- **Indicateurs macroéconomiques**
  Une augmentation de la population ou de l'activité économique, comme le développement de nouvelles zones industrielles, aura une incidence sur la consommation d'électricité. Une augmentation de la bien-être dans certaines régions entraîne généralement aussi une augmentation de la consommation d'électricité.
- **Température**
  Il s'agit du fait que la consommation d'électricité dépend de la température ambiante ou de la thermo-sensitivité. Dans une année où les vagues de froid sont nombreuses, par exemple, la consommation d'électricité en hiver sera considérablement plus élevée que les autres années. Ces phénomènes exceptionnels sont corrigés dans les perspectives afin que les décisions d'investissement tiennent compte de l'(im) probabilité de tels événements.
- **Efficacité énergétique**
  Un degré croissant d'efficacité énergétique grâce à un éclairage plus efficace, une meilleure isolation des maisons, etc. réduira la consommation d'électricité.

65 L'électrification accrue est une conséquence directe des ambitions de l'Europe en matière de durabilité.
66 Une forte augmentation est attendue dans un temps limité. Ensuite, une stabilisation aura lieu.
67 Des changements plus lents et moins soudains.

La section §2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport présente les perspectives utilisées dans le cadre de ce plan. Compte tenu des incertitudes liées à ces évolutions potentiellement contradictoires, le Plan de Développement propose une liste d'investissements indispensables pour faire face aux tendances de consommation identifiées. Toutefois, leur plan d'exécution sera régulièrement revu et ajusté en fonction de l'évolution réelle de la consommation, notamment dans le cadre de l'élaboration des prochaines éditions du Plan de Développement fédéral.

MODERNISATION D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES

Le réseau de transport belge s'est développé en même temps que le développement économique de la Belgique. Elle est le résultat de plusieurs vagues d'investissements remontant à l'interconnexion des bassins industriels et à la création des compagnies d'électricité durant l'entre-deux-guerres, suivies d'une forte croissance économique après la Seconde Guerre mondiale, de l'émergence de l'énergie nucléaire, du raccordement des centrales à gaz au cycle combiné et enfin du contexte actuel d'obsolescence des équipements existants, du fort développement de la production renouvelable onshore et offshore ainsi que de l'intégration des marchés.

Les différents composants du réseau de transport ont chacun leur propre durée de vie typique. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont respectivement une durée de vie de 60, 70 et même 80 ans et plus. La durée de vie des équipements de sécurité, en revanche, diminue avec l'évolution technologique (passage de l'électromécanique à l'électronique puis au numérique). La modernisation des équipements obsolètes est donc un facteur clé du réseau de transport. Ces équipements doivent être remplacés afin de continuer à garantir un très haut niveau de fiabilité et de sécurité pour les utilisateurs du réseau.



Il est important de comprendre que la « vétusté » va bien au-delà de la simple usure. Il s'agit d'équipements qui ne fonctionnent plus de manière optimale dans leur environnement, ce qui peut entraîner des risques considérables pour la fiabilité de l'approvisionnement énergétique (local) (par exemple, après la défaillance d'un équipement). La section §1.4.2.4 Modèles pour l'état et la performance des équipements, explique comment Elia détermine quand un équipement est « obsolète ». Les exigences du système qui en résultent seront clarifiées dans §3.8 Besoins de remplacement.

Une autre évolution importante de ce cadre consiste à traiter les conséquences du changement climatique, ou risques climatiques physiques. Les risques climatiques physiques se divisent en deux catégories : les risques chroniques et les risques aigus. Sur la base des meilleurs scénarios climatiques disponibles aujourd'hui, une évaluation de la vulnérabilité de nos activités a été réalisée. Elle a souligné les effets potentiellement dommageables des vagues de chaleur, des vagues de froid, des tempêtes, de la sécheresse et des incendies de forêt sur l'infrastructure du réseau. Tous ces phénomènes font partie des risques physiques aigus.

Les conditions climatiques sévères ont déjà été prises en compte lors de la conception de nos infrastructures. Toutefois, d'autres améliorations peuvent être nécessaires à l'avenir. En effet, des événements d'une fréquence et d'une intensité sans précédent se sont déjà produits et la maturité croissante des scénarios climatiques continuera à fournir des informations sur des phénomènes extrêmes moins connus. Cette prise de conscience accrue conduira très probablement à des révisions des normes spécifiant la manière dont la conception structurelle des infrastructures électriques en Europe doit être effectuée et conduira à l'introduction de nouvelles directives européennes. En plus de ces changements réglementaires, Elia a intégré la gestion des risques climatiques physiques dans son processus de gestion des risques. Nos experts identifient et évaluent ces risques, ainsi que la pertinence de notre réponse. Cela peut conduire, entre autres, à une révision de nos spécifications ou à des besoins de développement spécifiques visant à augmenter la résilience de notre réseau.

Une analyse des risques est également en cours suite aux inondations de juillet 2021. Les livrables comprennent une liste de sous-stations à risque d'inondation et une liste de mesures pragmatiques visant à augmenter la résilience des infrastructures existantes et futures. Cette analyse est un exemple concret de la manière dont la résilience climatique peut mettre en évidence certains besoins pour notre réseau. D'autres exercices d'évaluation des risques suivront afin que tous les risques physiques aigus soient couverts et régulièrement revus.

FIGURE 1.11: INONDATION D'UN POSTE À HAUTE TENSION SUITE AUX PLUIES EXTRÊMES DE JUILLET 2021



La vétusté de nos infrastructures est également un paramètre important qui doit être pris en compte lors de l'évaluation de la résilience de nos infrastructures aux risques climatiques. En effet, les matériaux et les structures seront inévitablement affectés par le temps, l'environnement et les charges mécaniques et électriques répétées. Le remplacement en temps utile de ces infrastructures, associé à une approche efficace de la circularité, permettra de répondre aux problèmes de résilience climatique et de maîtriser les risques liés au changement climatique.

Les pylônes des lignes électriques aériennes sont conçus en fonction de diverses réglementations historiques et présentent donc une exposition différente aux risques climatiques. En raison de la grande importance des lignes 380 kV, leur fiabilité est évaluée et éventuellement augmentée en synergie avec d'autres besoins tels que l'augmentation de la capacité de transport. Les pylônes existants seront optimisés autant que possible au profit de la durabilité. Pour la conception de nouveaux pylônes haute tension, Elia applique toujours les dernières normes disponibles (EN 50341) avec un niveau de fiabilité approprié.

D'autres **facteurs externes** peuvent également nécessiter le remplacement des équipements. Par exemple, l'évolution des exigences dans l'environnement technologique et dans le logiciel de l'équipement, les conditions économiques, la disponibilité des pièces de rechange, l'expertise disponible du personnel d'Elia et du fabricant, etc.

1.3.5. CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE

Les **changements de législation ou les ambitions** en matière de protection de l'environnement, de sécurité des personnes, de sécurité des postes à haute tension, d'autonomie après des incidents majeurs (§6.2 Black-out mitigation) peuvent obliger Elia à adapter ses installations ou à les remplacer prématurément. Par exemple, les transformateurs contenant de l'huile d'amiante (PCB) ont été remplacés dans le passé, et un projet est actuellement en cours pour équiper systématiquement tous les transformateurs d'un réservoir de collecte d'huile.

Ce cluster comprend également les développements catalogués survenant dans le monde de la **communication de données** (§6.4 Les besoins de développement du réseau Datacom). Un échange efficace de données est en effet fondamental pour le fonctionnement fiable du réseau et le bon fonctionnement des équipements de sécurité.

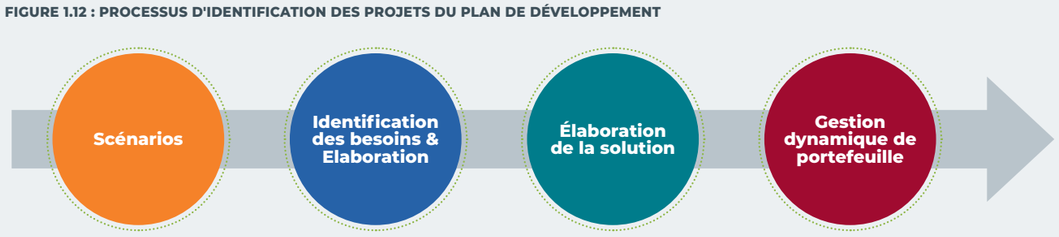
En outre, en fonction de l'évolution du domaine public, les liaisons à haute tension doivent être déplacées de temps à autre.

1.4 Méthodologie de développement de réseau

Les projets du Plan de Développement fédéral sont alignés sur les besoins futurs basés sur les motifs expliqués dans §1.3 Motifs du développement du réseau. Ils sont également conformes aux objectifs stratégiques pertinents de l'Europe, de la Belgique et des régions. Qu'il s'agisse d'interconnexion, du backbone, d'accueil de sources d'énergie renouvelables terrestres et marines, de production centralisée, de remplacement d'équipements obsolètes ou d'évolution de la consommation, les projets de ce plan sont définis sur la base d'une méthodologie qui se déroule en 4 étapes successives.

Cette approche est compatible avec les méthodes élaborées dans le cadre du « Plan décennal de développement du réseau » (TYNDP - Ten-Year Network Development Plan), publié tous les deux ans par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (en anglais, ENTSO-E, European association for the cooperation of transmission system operators (TSOs) for electricity) [ENT-2]. Le lien avec les motifs, tel que discuté dans le chapitre précédent, n'est pas toujours univoque avec les étapes ci-dessus. Une grande partie des évolutions des motifs sont incorporées directement dans les scénarios, et donc incluses. D'autres motifs sont directement abordés dans la deuxième étape « détection des besoins ».

FIGURE 1.12 : PROCESSUS D'IDENTIFICATION DES PROJETS DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT





1.4.1. LES SCÉNARIOS COMME AVENIRS POSSIBLES DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Dans un premier temps, les storylines des scénarios sont élaborées. Les storylines de scénarios décrivent en termes qualitatifs ce à quoi le système électrique européen peut ressembler à l'avenir. Les storylines définissent ainsi les principes, règles et thèmes généraux pour lesquels les scénarios sont élaborés en détail. Elles définissent le cadre et les ambitions dans lesquels les scénarios doivent être développés. L'élaboration des storylines prend en compte les storylines telles que définies dans le cadre du TYNDP bisannuel, mais il n'est pas exclu que certaines adaptations ou storylines supplémentaires soient nécessaires spécifiquement pour la Belgique. Pour ce Plan de développement, les storylines sont décrites dans le Chapitre 2 à la Figure 2.4 : Composition du cadre de scénarios tel que développé dans le cadre du présent Plan fédéral de développement.

Les **scénarios** sont une traduction de ces storylines en un ensemble complet de données cohérentes sur la capacité de production installée par type, la demande d'électricité, le niveau d'électrification, les données climatiques… pour tous les pays concernés. En général, le terme « scénarios » est utilisé pour désigner l'ensemble des storylines et des scénarios détaillés quantifiés.

L'objectif de l'utilisation de scénarios n'est pas de prédire l'avenir, mais de saisir une gamme réaliste de futurs possibles. Chacun de ces éléments peut entraîner des défis spécifiques pour le système électrique. Cette approche permet de se faire une idée de la robustesse des choix de politique énergétique, ainsi que de l'influence de ces choix sur les besoins de développement du réseau.

Pour le Plan 2024-2034, ces scénarios ont été élaborés pour la première fois **en concertation avec les acteurs du marché et d'autres parties prenantes**, par la création d'un groupe de travail spécifique [ELI-2]. Les scénarios issus de ce processus de co-création ont déjà été présentés au grand public lors d'une consultation publique distincte. Ce processus aboutira à un rapport de scénario tous les deux ans pour un horizon à long terme (30 ans dans le futur). Ce rapport de scénario servira toujours, entre autres, à alimenter le Plan de développement fédéral.

Sur la base de ce rapport de scénario, tous les détails des scénarios seront quantifiés dans une phase ultérieure. La section §2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport décrit ces scénarios quantifiés utilisés dans le cadre du Plan de Développement fédéral 2024-2034.

Après leur élaboration, ces scénarios détaillés sont utilisés dans les différents outils de calcul du marché et du réseau pour calculer les flux d'électricité et les échanges sur le marché et pour effectuer les analyses du paragraphe suivant.

1.4.2. DÉTECTION DES BESOINS

Après avoir élaboré tous les détails de ces scénarios, Elia réalise des études afin de déterminer une estimation détaillée des besoins en **capacités de transport futures**, les besoins en mesures nécessaires pour garantir la stabilité dynamique du système dans les situations futures et **en remplacement ou mise à niveau des équipements obsolètes**. Bien que cette évaluation des besoins couvre dans sa totalité les besoins résultant des motifs décrits dans la section §1.3 Motifs du développement du réseau, il convient de noter que les études décrites ci-dessous peuvent couvrir plusieurs motifs.

Les études suivantes ont lieu périodiquement :

1. **Les études de marché** identifient le potentiel de développement de nouvelles capacités transfrontalières ;
2. **Les études de réseau sur la répartition de charge** (ou « load flow ») montrent où se produit la « congestion » et donc où la capacité de transport du réseau menace d'être insuffisante ;
3. **Les études sur la stabilité du système** montrent quels risques de stabilité peuvent survenir et comment il faut les traiter ;
4. **les modèles de condition et de performance des équipements** (sécurité et fiabilité) indiquent quels équipements doivent être renouvelés, adaptés ou renforcés. .

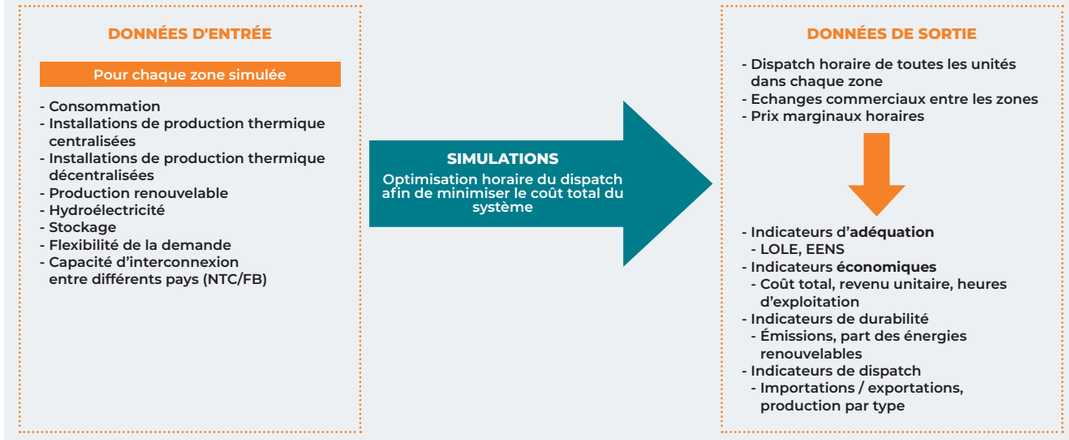
En plus des besoins qui découlent de ces études périodiques, des besoins peuvent également apparaître de manière ponctuelle (ad hoc). Les exemples typiques sont les demandes de raccordement d'éventuels futurs utilisateurs du réseau, les évolutions sur les réseaux GRD, les évolutions à l'étranger… L'explication ci-dessous suit le modèle des études périodiques, mais les principes de base s'appliquent également aux études ad hoc.

1.4.2.1. Études de marché

Après l'intégration des scénarios détaillés dans l'outil Antares®, les études de marché peuvent commencer. Les études de marché de cette phase visent finalement à déterminer à quelles frontières entre la Belgique et ses pays voisins il existe un **potentiel** intéressant pour le développement de capacités de transport transfrontalières supplémentaires. Le terme « pays voisins » doit être interprété au sens large dans le contexte actuel, car la technologie actuelle permet également des liaisons offshores à longue distance entre différents pays.

Il ressort de ce qui précède que la détermination des **échanges d'énergie entre les différents pays** joue un rôle important dans les études de marché. Toutefois, pour calculer cela, une telle étude de marché devra également calculer un **équilibre économique du marché** au sein des pays eux-mêmes. Cela signifie que, pour la Belgique et pour un large périmètre de nos pays voisins, la simulation déterminera, pour chaque heure de l'année, la répartition la plus économiquement optimale des unités de production et des échanges d'énergie dans tous ces pays. Elia effectue ces calculs en utilisant une **méthodologie « basée sur les flux »** [ELI-6].

FIGURE 1.13 : DONNÉES D'ENTRÉE ET DE SORTIE DES SIMULATIONS DE MARCHÉ



Le « potentiel intéressant » signifie principalement le maintien ou l'augmentation de la **bien-être socio-économique** (voir également la section 1.4.5.1 Bien-être socio-économique (B1)). Concrètement, cela signifie ceci : s'il n'y a pas assez de capacité de transport entre deux pays à certains moments, il y aura une différence de prix de marché de l'électricité entre ces pays. Le pays dont le prix du marché est le plus bas voudra exporter de l'électricité vers le pays dont le prix du marché est le plus élevé, mais il est limité dans sa **démarche par le goulet d'étranglement** ou la congestion de la capacité de transport entre les pays. Le pays dont le prix de marché est le plus élevé est donc obligé de produire de l'électricité plus chère sur son propre sol ou d'utiliser des importations plus chères à d'autres frontières. Les études de marché évalueront l'évolution d'heure en heure des prix du marché lorsque la capacité transfrontalière est renforcée et permettront d'indiquer quels renforcements peuvent générer le plus de bien-être pour la société.

Toutefois, on observe également une tendance croissante à évaluer le potentiel de **réduction des émissions de CO_2 à ce stade**. En effet, une interconnexion particulière peut permettre d'intégrer davantage d'énergie renouvelable dans le système, réduisant ainsi le besoin de production d'électricité à forte intensité de CO_2.

Afin d'accroître la robustesse des résultats, ces études de marché sont réalisées pour les différents scénarios et une approche probabiliste est également utilisée. Cela signifie que l'on peut inclure dans les analyses l'impact de la variabilité ou de la volatilité de certains paramètres tels que la production d'énergie éolienne et solaire.

1.4.2.2. Études de load flow

Les études de réseau des flux de puissance sont souvent appelées « **load flow** ». Comme leur nom l'indique, ces études analysent, sur la base d'un modèle du système électrique, la distribution **future des flux et des tensions électriques** sur le réseau dans diverses configurations spécifiques du réseau ou dans des cas représentatifs. Un exemple de cas représentatif est un éventuel renforcement supplémentaire de la frontière, qui a été identifié au cours des études de marché comme ayant un potentiel de bien-être élevée. Cependant, un autre cas représentatif peut aussi être le futur réseau déjà planifié. En effet, les nouveaux scénarios peuvent avoir un impact sur les flux d'énergie par eux-mêmes, sans capacité d'interconnexion supplémentaire. Ces analyses permettent, entre autres, d'identifier les endroits où la capacité de transport sur le réseau interne menace d'être insuffisante et où des **goulets d'étranglement** ou des « congestions » sont donc susceptibles de se produire.

Les scénarios élaborés et les équilibres de marché correspondants sont traduits en un modèle de réseau détaillé. Ce modèle est construit au sein d'Elia dans l'outil Powerfactory®. Plus précisément, le parc de production et les conditions d'importation et d'exportation telles que déterminées par les équilibres du marché, ainsi que la configuration réelle du réseau et les données détaillées sur les consommateurs, sont introduits dans ce modèle. Étant donné que ce modèle inclut l'emplacement des unités de production, le prélèvement et les niveaux de tension inférieurs, contrairement à la modélisation du marché, il permet de calculer la distribution détaillée des flux d'électricité dans le réseau interne, tant pour le système horizontal que pour le système vertical.



Il est important, dans cette phase, d'étudier également les **différents états du réseau**. Le calcul des équilibres du marché est basé sur un « réseau idéal », c'est-à-dire la situation dans laquelle tous les éléments du réseau et toutes les unités de production prévus sont disponibles. Dans la réalité, d'autres situations se produiront, telles que des opérations de maintenance, des incidents, des conditions météorologiques extrêmes, etc. Étant donné que le système électrique doit être préparé à ces situations, les différentes conditions de réseau suivantes, par exemple, sont toujours examinées pour tous les cas représentatifs[68] :

- L'état sain ou la situation idéale dans laquelle tous les éléments du réseau et les unités de production prévus sont disponibles ;
- Tous les états suite à un « **incident simple** » ou (N-1) caractérisé par la perte soudaine d'un seul élément (élément du réseau ou unité de production) ;
- Tous les états dans lesquels il y a un incident simple suite à l'indisponibilité d'un autre élément ou (N-1-1). Par exemple, la perte d'un élément du réseau pendant la maintenance d'un autre élément du réseau ;
- Toutes les situations impliquant un incident sur un **jeu de barres de 380 kV** (incident de travée) ;

Pour chacune des situations décrites ci-dessus (cas représentatif + différents états du réseau), les différents paramètres électriques, tels que les courants à travers les éléments du réseau ou la tension dans les nœuds du réseau, sont ensuite calculés et on vérifie s'ils restent dans les limites acceptables ou peuvent le rester si certaines actions, coordonnées par l'opérateur du réseau, sont prises. L'ensemble de ces limites « acceptables » est appelé **critères de développement du réseau**.

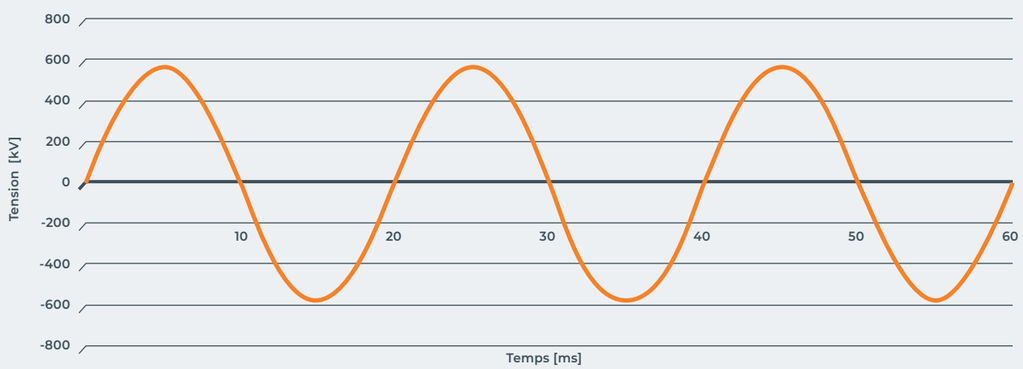
Si cette analyse montre, par exemple, que la capacité de transport du réseau électrique menace d'être insuffisante à certains moments dans le futur, on parle **de goulets d'étranglement ou de congestions.** Une telle congestion indique qu'il y a un besoin à ce moment-là pour lequel une solution structurelle doit être élaborée. Ce point est traité dans la section §1.4.3 Elaborer la solution.

68 Cette liste n'est pas exhaustive, mais donne quelques exemples clairs.

1.4.2.3. Études sur la stabilité du système

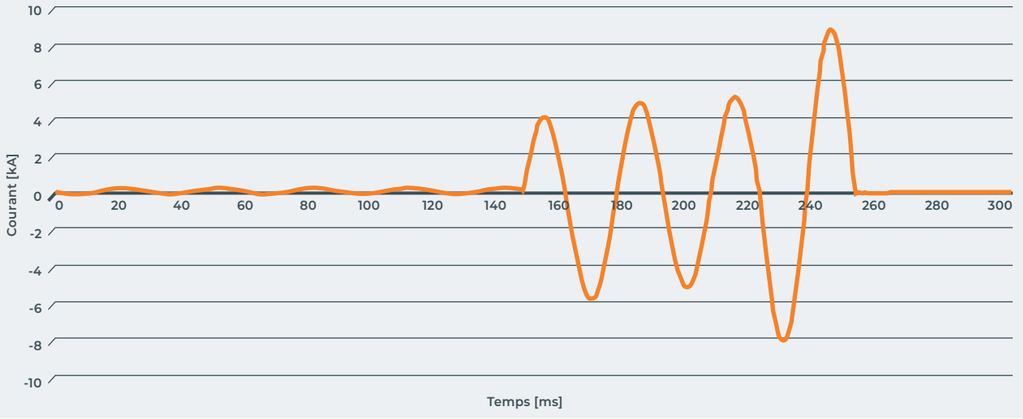
Les études de flux de charge traitent du comportement des tensions et des courants dans le système électrique dans une situation stable. Stable signifie que toutes les tensions et tous les courants présentent une belle forme d'onde à 50 Hertz pendant un temps indéfini et que l'amplitude de cette forme d'onde reste dans certaines limites. La Figure 1.14 en donne une illustration.

FIGURE 1.14 : EXEMPLES D'UNE TENSION DE RÉSEAU STABLE DE 50 HERTZ



Cependant, on connaît un large éventail de phénomènes qui font que les tensions et les courants dans le système électrique s'écartent de cette forme idéale. Par exemple, l'exécution de certains circuits dans le réseau (mise en ou hors service de certains éléments) ou l'apparition d'un court-circuit peuvent être une cause possible. Ces phénomènes sont étudiés au moyen d'un ensemble de différentes études spécifiques. Ce serait aller trop loin dans le cadre du PDF que d'expliquer tous ces phénomènes en détail, mais certains méritent une attention particulière.

FIGURE 1.15 : EXEMPLE DE COURANT PERTURBÉ, SUITE À UN COURT-CIRCUIT. APRÈS AVOIR ÉLIMINÉ LE COURT-CIRCUIT, LE COURANT EST DE 0 KA



Sur la base de ces analyses, qui seront expliquées en détail au Chapitre 3 Identification des besoins du système, certains besoins d'investissement dans les réseaux électriques ont été identifiés pour atténuer certains de ces phénomènes. Il s'agit ici plus spécifiquement de :

1. Stabilité de la tension
Cette forme de stabilité fait référence à la capacité du système à maintenir les tensions sur le réseau dans les limites correctes, à la suite de changements lents ou soudains (p. ex., un incident) dans le système. L'analyse des tensions en situation stable fait partie des « études de flux de charge ».

2. Aspects de stabilité liés à l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable
l'électronique de puissance (EP, en anglais Power Electronics - PE). L'utilisation de tels convertisseurs est à la base du succès des sources renouvelables, car ils permettent de convertir l'énergie produite par la source renouvelable en une forme - un courant alternatif de 50 Hz - adaptée à l'injection dans le réseau de transport. Le déploiement massif des énergies renouvelables garantit qu'un très grand nombre de ces convertisseurs seront connectés au réseau existant. En outre, la part de la production thermique classique d'électricité (centrales à gaz, centrales à charbon, centrales nucléaires, énergie hydraulique, etc.) ne cesse de diminuer. Cette évolution fait naître de nouveaux risques spécifiques pour la stabilité du réseau.

1.4.2.4. Modèles pour l'état et les performances des équipements

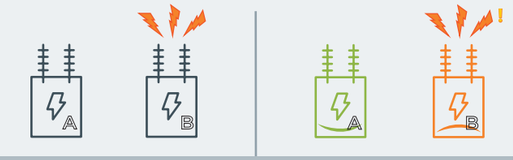
L'infrastructure belge de transport d'électricité est l'une des plus fiables d'Europe. Cette performance est due, entre autres, à une gestion optimisée des équipements du réseau prenant en compte toutes les phases de leur cycle de vie. Une telle gestion n'est possible que si l'on peut estimer l'évolution de l'état et des performances de chaque équipement du réseau, de sorte qu'il est possible de déterminer quand un équipement devient obsolète. Il est important de comprendre que la « vétusté » va bien au-delà de la simple usure. Il s'agit d'équipements qui ne fonctionnent plus de manière optimale dans leur environnement, ce qui peut entraîner des risques considérables pour la fiabilité de l'approvisionnement énergétique (local) (par exemple, après la défaillance d'un équipement) et/ou la conformité fonctionnelle et technologique (§1.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement énergétique local et §1.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique).

Plus longtemps un type d'équipement de réseau est utilisé de manière opérationnelle, plus il est connu et plus le modèle de performance s'améliore. Le but de cette approche est d'obtenir une bonne image de l'état réel de l'équipement afin de prendre des décisions sur cette base et pas seulement sur l'âge. Ainsi, pour une famille d'équipements donnée, on peut détecter des tendances générales qui donnent des indications sur la durée de vie réelle de cette famille.

Cette durée de vie réelle peut être plus longue ou plus courte que la durée de vie théorique spécifiée par le fabricant. Cette durée de vie réelle est le résultat d'une évaluation complète des risques qui met en balance les risques futurs, année après année, découlant du dysfonctionnement de la famille d'équipements en question avec la sécurité d'approvisionnement ou la sûreté.

Sur la base de la durée de vie réelle, le moment idéal pour le déclassement peut alors être déterminé pour chaque famille d'équipements. Pour certains équipements, cette analyse débouchera sur un programme de remplacement (ou de déclassement) ; pour d'autres, il peut être décidé d'apporter des modifications plus importantes qui amélioreront sensiblement l'état et prolongeront ainsi la durée de vie jusqu'à ce que le moment optimal de renouvellement soit atteint. Bien entendu, il y a aussi une interaction avec la stratégie de maintenance, qui est optimisée en même temps.

FIGURE 1.16 : GESTION DES ÉQUIPEMENTS BASÉE SUR LE TEMPS OU SUR L'ÉTAT DES ÉQUIPEMENTS



55 ans	55 ans	Âge réel	55 ans	55 ans
-	-	Âge équivalent	50 ans	65 ans
Seul l'âge est utilisé comme critère. A & B seront remplacés endéans les 5 ans. Le mauvais état de B n'est pas pris en compte.			A sera remplacé endéans les 10 ans. -> 5 ans gagnés B sera remplacé endéans les 5 ans. -> prévention des pannes	

A & B ont tous les deux 55 ans avec une durée de vie 60 ans. L'âge équivalent est calculé sur base de l'âge réel, de la durée de vie et de l'état de l'actif.

La stratégie ci-dessus sera encore optimisée à l'avenir en prenant également en compte la probabilité de défaillance d'un dispositif particulier et l'impact sur le réseau (en termes d'énergie non fournie ou de coût total) si ce dispositif venait à tomber en panne. L'impact sur le réseau est déterminé par les calculs du réseau.

Un nouvel outil de gestion des actifs (Asset Management), basé sur ce concept, est en cours de développement et permettra de réaliser ces analyses et de prendre des décisions plus rapidement et plus efficacement.

Cette stratégie permet d'identifier précisément les **besoins de déclassement ou de remplacement des équipements**, afin de les prendre en compte dans la planification des projets d'investissement nécessaires.

Disponibilité du réseau

La fiabilité du réseau est reflétée dans l'indicateur « Disponibilité du réseau » pour le réseau terrestre. Cet indicateur montre la disponibilité des points d'interface entre le réseau Elia et celui des utilisateurs du réseau connectés. Elle comprend toutes les interruptions causées par des dangers intrinsèques (météo, tiers, animaux à l'extérieur des bâtiments, etc.) ou par des problèmes internes à Elia (p. ex., panne d'équipement, erreur humaine) qui durent plus de trois minutes. Les interruptions directement causées par les utilisateurs du réseau ne sont pas incluses.

Méthode de calcul

Disponibilité onshore = 1 - [AIT (interne Elia + risque intrinsèque)] / [#minutes dans l'année]

Où AIT signifie Average Interruption Time pour les interruptions de plus de 3 minutes.

	2018	2019	2020	2021
Disponibilité onshore aux points de connexion	0,999990	0,999996	0,999994	0,999996



1.4.3. ÉLABORER LA SOLUTION

Après l'identification des besoins de développement, des projets spécifiques sont élaborés pour répondre à un ou plusieurs de ces besoins. L'objectif étant de déterminer des solutions optimales et aussi rentables que possible pour les besoins concernés. Cet objectif est principalement atteint en définissant des investissements de réseau qui répondent à des besoins multiples. Ainsi, un investissement de remplacement, en plus d'assurer la sécurité des installations vis-à-vis de son propre personnel et des tiers, peut également répondre à d'autres besoins, comme l'augmentation de la capacité de transport. Avant d'envisager l'installation de nouvelles infrastructures, on examine toujours si l'amélioration de la gestion opérationnelle du système existant peut répondre aux besoins identifiés et libérer de nouvelles capacités. L'amélioration de la gestion opérationnelle comprend tant l'**intégration de dispositifs permettant une utilisation maximale de l'infrastructure existante** que le **développement et le déploiement de nouveaux produits et services.**

1.4.3.1. Utilisation maximale de l'infrastructure existante

Maximiser l'utilisation de l'infrastructure existante nécessite avant tout une vision précise des différents paramètres du réseau tels que la capacité, la production, la charge, etc. À cette fin, Elia dispose d'un réseau étendu de télécommunication et de communication des données. Les progrès de ces technologies permettent de collecter davantage de données pour déterminer le fonctionnement optimal du réseau. La section 6.4 Les besoins de développement du réseau Datacom traite en détail des développements de ce réseau.

La disponibilité de données de plus en plus nombreuses permet également d'effectuer des optimisations supplémentaires au niveau du logiciel. Elia étudie activement l'utilisation de l'intelligence artificielle pour diverses applications, comme l'optimisation de la gestion de la tension sur le réseau Elia ou la prise de mesures topologiques. La section 2.3 La technologie dans la transition énergétique fournit de plus amples informations sur ces applications.

En outre, il existe également la possibilité de réaliser certaines actions dans le domaine du « hardware ». Par exemple, Elia applique le « **Dynamic Line Rating** » (gestion dynamique des limites des lignes) lorsque cela est possible et utile pour les lignes aériennes proches de la saturation. Cela permet de mieux estimer leur capacité réelle de transport, en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge (d'où le terme « dynamique »). Les mesures de température sont utilisées sur les câbles souterrains par le biais de la détection de température distribuée (« Distributed Temperature Sensing ») et de l'évaluation thermique en temps réel (« **Real Time Thermal Rating** »). Ces mesures peuvent être utilisées pour détecter les points critiques (hot-spots). Des modèles et des calculs thermiques avancés permettent de calculer la température du conducteur du câble souterrain, ainsi que la capacité de (sur)charge du système de câble.

En outre, l'exploitation du réseau prend en compte des actions curatives basées sur une surcharge temporaire validée des éléments du réseau afin d'optimiser l'utilisation de l'infrastructure. Au-delà de ces limites, les automatismes peuvent également être utilisés comme des actions curatives rapides pour des surcharges plus importantes, mais plus courtes. De plus, l'intégration d'infrastructures pouvant influencer les flux sur le réseau de transport, comme les transformateurs déphaseurs ou les liaisons HVDC, permet d'orienter les flux dans une direction bien définie. Lorsque les courants électriques saturent une partie du réseau, cette option de contrôle offre la possibilité de rediriger les flux vers des régions moins chargées afin de soulager les zones surchargées. S'il y a un impact transfrontalier, une coordination avec les gestionnaires de réseau voisins doit bien entendu avoir lieu.

Enfin, l'utilisation de conducteurs à haute performance sur les liaisons existantes permet d'augmenter considérablement la capacité de transport du réseau sans devoir développer de nouveaux corridors.

1.4.3.2. Développer de nouveaux produits et services

Divers produits et services ont été développés dans le passé, parfois en coopération avec les gestionnaires de réseau de distribution, pour répondre aux besoins des utilisateurs du réseau tout en tenant compte des besoins de l'exploitation du système. Une liste exhaustive dépasse le cadre de ce plan de développement, mais quelques exemples sont donnés ci-dessous.

Un premier exemple concerne le principe de l'**accès flexible au réseau** : ce type d'accès est utilisé pour le raccordement d'unités de production, qui dans la plupart des cas sont autorisées à injecter sans restriction dans le réseau. Toutefois, dans certains cas moins courants, leur niveau d'injection doit être limité à la demande des gestionnaires de réseau pour éviter la congestion du réseau.

Un autre exemple est la **gestion dynamique de la demande**, qui permet d'éteindre ou de reporter la consommation aux heures de pointe, lorsqu'elle est particulièrement élevée. Cette flexibilité est également prise en compte dans les scénarios et joue donc un rôle dans tous les marchés énergétiques concernés, tant en termes de sécurité d'approvisionnement que d'optimisation des marchés de l'électricité et comme moyen de gérer plus efficacement la congestion.

Elia travaille constamment à l'amélioration et à l'intégration de ces systèmes et concepts. Actuellement, l'accent est mis sur le développement du nouveau concept de marché « **Consumer Centric Market Design** » (conception de marché centrée sur le consommateur) (§2.2.5 Système multidirectionnel), ce qui doit permettre d'exploiter le grand potentiel de flexibilité encore inutilisé du système.

1.4.3.3. Développer un renforcement ou une extension du réseau de transport.

Si les options ci-dessus s'avèrent insuffisantes, un renforcement ou une extension du réseau de transport sera examiné. Un effort sera toujours fait pour définir les projets de manière à ce qu'ils répondent à des besoins multiples de la manière la plus efficace possible. Il est important de mentionner ici que le gestionnaire de réseau veille à ce que la longueur totale du réseau de transport aérien n'augmente pas (principe du statu quo). La conception finale nécessite toujours une analyse détaillée par projet où plusieurs variantes de solutions possibles sont comparées sur la base des éléments présentés dans la Figure 1.17.

SÉCURITÉ

La sécurité de ses propres employés, de ses sous-traitants et du public est une priorité absolue pour Elia, qui veille à ce que ses installations soient aussi sûres que possible et conformes à la législation en vigueur.

FIABILITÉ

Lorsque les études de réseau montrent que les critères de développement ne sont pas respectés, des renforcements ou des extensions de réseau doivent être identifiés pour garantir que les critères requis soient à nouveau respectés. Par la suite, de nouvelles études sont réalisées pour vérifier si le réseau renforcé ou modifié répond aux critères de fiabilité du réseau.

ROBUSTESSE

Les solutions sélectionnées sont testées dans différents scénarios futurs et pour différents horizons temporels afin d'évaluer la robustesse de la solution. La robustesse désigne la mesure dans laquelle la variante en question continue d'offrir une solution aux besoins (éventuellement avec des renforcements de réseau supplémentaires optionnels) dans tous les différents scénarios futurs et dans quelle mesure une variante particulière peut être facilement adaptée aux circonstances changeantes.

EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE

Pour un besoin donné, les différentes solutions envisageables doivent être comparées sur la base des aspects économiques (coût ou bien-être). Selon le cas, cette comparaison peut inclure non seulement les coûts d'investissement, mais aussi les coûts d'exploitation pour l'entreprise, tels que le niveau des pertes de réseau, les coûts de maintenance et de service ou le coût d'utilisation de la flexibilité des utilisateurs du réseau.

Pour les projets dans le système horizontal, il est également possible de calculer les bénéfices économiques, tels que la bien-être pour la société, que le projet apportera (§1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal).



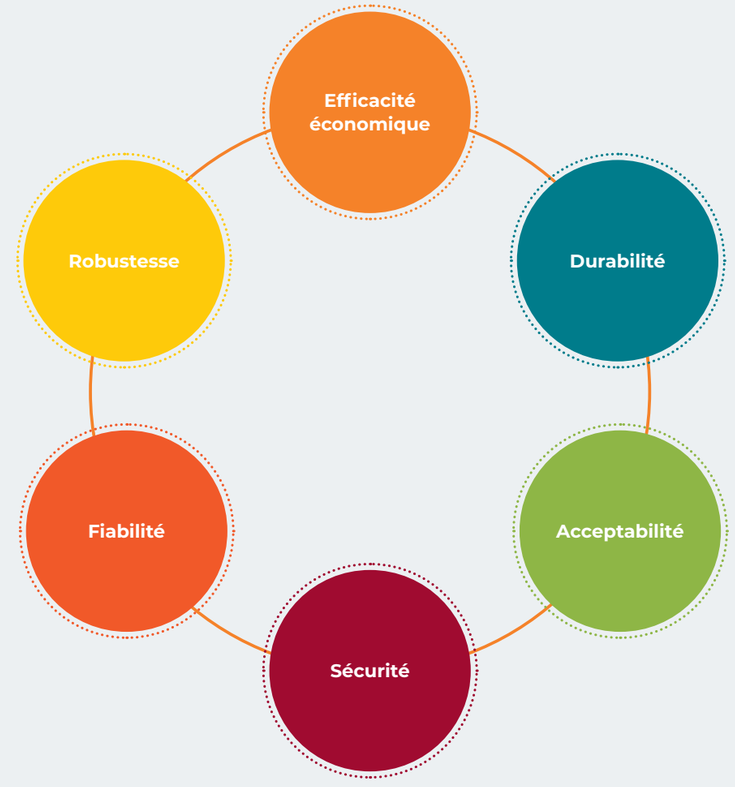
DURABILITÉ

L'impact environnemental et climatique des solutions à mettre en œuvre est limité autant que possible. Sans préjudice de l'obligation de réaliser une étude d'impact sur l'environnement, Elia s'efforce de minimiser l'impact de toutes ses installations sur l'homme, la nature, le climat et le paysage. Premièrement, en évitant les effets négatifs grâce à une conception bien pensée du projet et, deuxièmement, en essayant de compenser et/ou d'atténuer les effets sur l'environnement. Afin d'optimiser cela, une approche claire de communication et de participation est utilisée. (§1.5.2.1 Participation et communication).

ACCEPTABILITÉ

Dès la phase de conception, l'acceptation sociale par le public et le gouvernement est recherchée. Ici aussi, l'approche de communication claire et de participation expliquée à la section précédente sera suivie.

FIGURE 1.17 : ÉVALUATION DES SOLUTIONS POSSIBLES



L'analyse coûts-bénéfices détaillée pour les projets transfrontaliers dans le système horizontal (380 kV) est basée sur une méthodologie harmonisée développée par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) dans le cadre du processus PCI et TYNDP. Un large éventail d'indicateurs, appartenant à plusieurs des catégories ci-dessus, est évalué. Une explication plus détaillée est disponible dans §1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal. La méthodologie pour les autres projets a été déterminée au niveau national en coopération avec le régulateur.

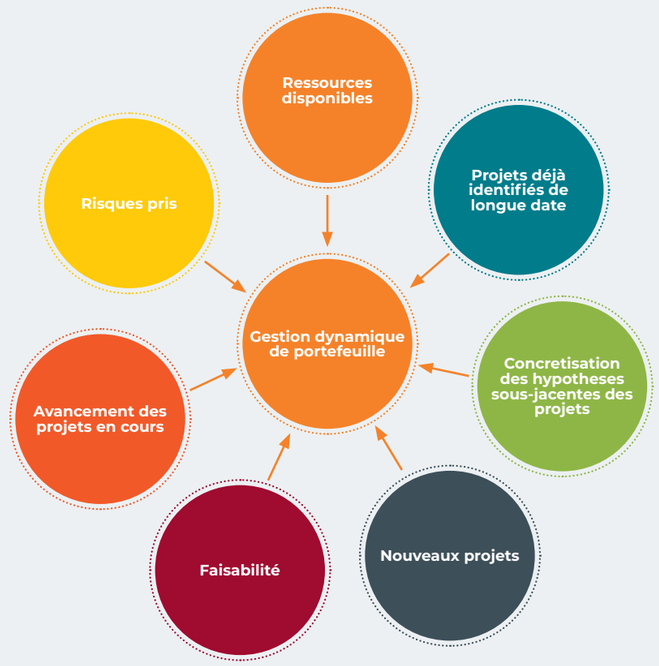
1.4.4. GESTION DYNAMIQUE DE PORTEFEUILLE

La collection de l'ensemble des projets d'infrastructure, à différents stades de réalisation, est appelée portefeuille de projets. Ce portefeuille comprend des projets connus depuis longtemps et identifiés grâce à des perspectives à long terme. En outre, le portefeuille comprend des projets qui répondent à des besoins récemment identifiés (augmentation rapide de la consommation, défaillance d'un équipement, raccordement d'un utilisateur du réseau, etc.)

Ce mix de projets nécessite une révision annuelle du portefeuille. Compte tenu des nombreuses incertitudes (évolution du mix énergétique, délais d'obtention des autorisations, etc.), un équilibre doit être trouvé entre différentes exigences contradictoires. D'une part, la mise en œuvre des projets doit être engagée à temps afin de répondre pleinement aux besoins pour lesquels ils ont été définis (répondre à une évolution de la consommation, intégrer les énergies renouvelables, connecter les usagers, etc.) D'autre part, les projets ne doivent pas être lancés trop tôt, car les hypothèses sur lesquelles ils reposent doivent être suffisamment sûres, sinon les travaux risquent de ne pas être adaptés aux besoins. Un démarrage prématuré entraînerait également une utilisation prématurée des ressources disponibles, éventuellement au détriment d'autres projets prioritaires. Si les besoins ou hypothèses sous-jacents sont abandonnés ou ne se concrétisent pas, les projets peuvent également être retirés du portefeuille.

Enfin, l'ensemble du portefeuille de projets doit être compatible avec les ressources humaines et financières disponibles dans le cadre réglementaire dans lequel opère le gestionnaire de réseau. La mise en œuvre opérationnelle des projets est donc aussi organisée de manière flexible conformément à cet exercice d'arbitrage qui a lieu régulièrement.

FIGURE 1.18 : GESTION DYNAMIQUE DU PORTEFEUILLE DE PROJETS



Concernant le présent plan de développement, la clause de non-responsabilité générale s'applique, à savoir que la planification des projets mentionnés dans le présent plan de développement comprend des dates cibles. Néanmoins, ces dates sont indicatives. Cette planification peut en effet être influencée, entre autres, par les dates d'obtention des autorisations nécessaires à la réalisation des projets, les possibilités de financement offertes par le cadre réglementaire sur base des conditions du marché, les ressources disponibles, ainsi que par les modifications du cadre juridique. Elia est soumise à ces motifs et aussi à d'autres, elle peut donc réviser la planification de ce plan de développement en fonction de ces changements et des dates d'attribution.

1.4.5. MÉTHODE D'ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES POUR LES PROJETS DANS LE SYSTÈME HORIZONTAL

Comme nous l'avons déjà mentionné, pour les projets du système horizontal, notamment le réseau belge de 380 kV et certaines liaisons transfrontalières 220 kV, il existe une méthodologie harmonisée pour réaliser l'analyse coûts-bénéfices (en anglais : Cost-Benefit-Analysis - CBA). Le règlement européen 347/2013 charge le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) d'élaborer une proposition de ligne directrice pour l'analyse coûts-bénéfices européenne, qui est ensuite utilisée dans le cadre de l'évaluation des projets d'infrastructure du plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP - Ten-Year Network Development Plan). Le résultat de ces évaluations est utilisé comme contribution au processus de détermination des projets les plus importants pour la communauté européenne[69]. L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER - Agency for Cooperation of Energy Regulators) et les États membres de l'Union européenne sont consultés dans le cadre de l'élaboration de cette directive. Il incombe finalement à la Commission européenne d'approuver la directive.

Actuellement, la troisième version des lignes directrices concernant la méthodologie CBA (en anglais, Cost-Benefit Analysis - CBA) est déjà en vigueur. La première édition de cette directive a été approuvée par la Commission européenne le 5 février 2015 et a été utilisée par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) pour évaluer les projets TYNDP 2014 et 2016. La deuxième méthodologie officielle a été approuvée le 27 septembre 2018 et utilisée pour le TYNDP 2018. La troisième méthodologie contient quelques améliorations méthodologiques et inclut de nouveaux indicateurs. L'un des plus importants d'entre eux est le « **bénéfice additionnel pour la société résultant de la variation des émissions de CO_2** », qui est également expliqué plus loin.

Compte tenu des évolutions rapides du système énergétique, la méthodologie CBA doit encore évoluer. Les développements actuels comprennent des directives pour l'évaluation des projets qui combinent les fonctionnalités d'interconnexion transfrontalière et de raccordement des clients (comme les énergies renouvelables en mer) et des méthodologies pour l'estimation des coûts et des avantages intersectoriels [ENG-1], ce dernier point étant une évolution fondamentale pour l'évaluation des projets dans un système énergétique intégré.

L'utilisation de cette méthode pour les projets du système horizontal de ce plan de développement présente des avantages très spécifiques :

- Cohérence avec les indicateurs utilisés dans le processus TYNDP et pour la sélection des PCI ;
- Une transparence totale sur les indicateurs utilisés et la méthode de calcul ;
- Interprétation sans ambiguïté des indicateurs utilisés.

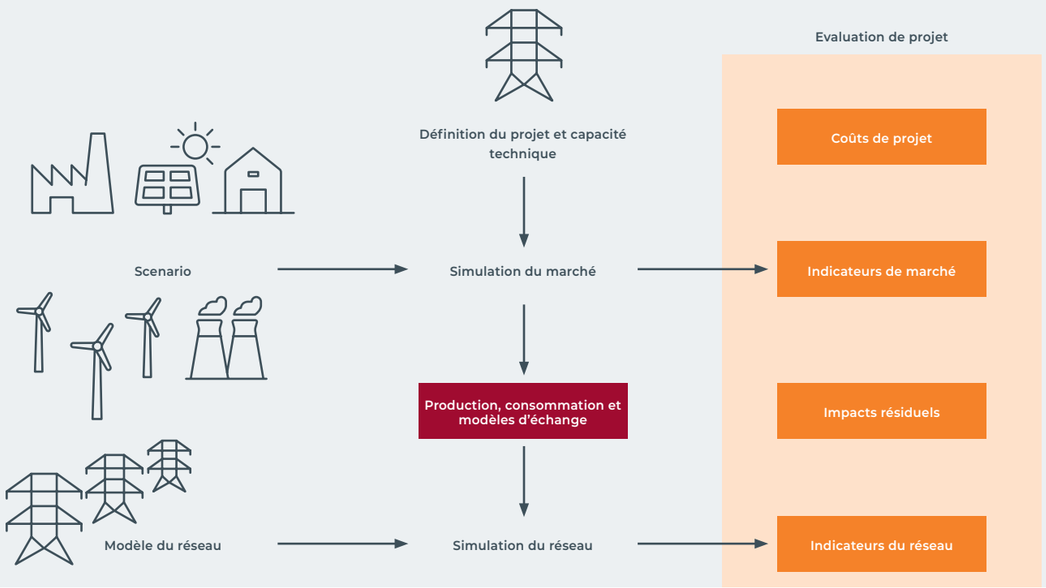
Une vue d'hélicoptère du processus de calcul des indicateurs est présentée dans la Figure 1.19 ci-dessous.

- Certains indicateurs peuvent être calculés sur la base de simulations de marché. On les appelle donc des **indicateurs de marché**. La valeur ajoutée des projets d'infrastructure concrets sur le marché européen de l'électricité est cartographiée.
- Certains indicateurs (techniques) nécessitent des simulations de réseau détaillées pour un certain réseau de référence à l'avenir. Ce sont les **indicateurs de réseau**. Les résultats des études de marché sont à nouveau utilisés comme un apport important et une condition préalable pour simuler les résultats exacts du réseau et, finalement, déterminer les indicateurs correspondants.
- Enfin, certains indicateurs, tels que les coûts du projet et les impacts résiduels, ne nécessitent pas de simulations.



69 Ces projets sont marqués d'un label PCI. PCI (Projects of Common Interest) signifie projets d'intérêt commun.

FIGURE 1.19 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DU PROCESSUS D'ÉVALUATION DES PROJETS TELS QUE REPRIS DANS LES LIGNES DIRECTRICES DE LA MÉTHODOLOGIE CBA



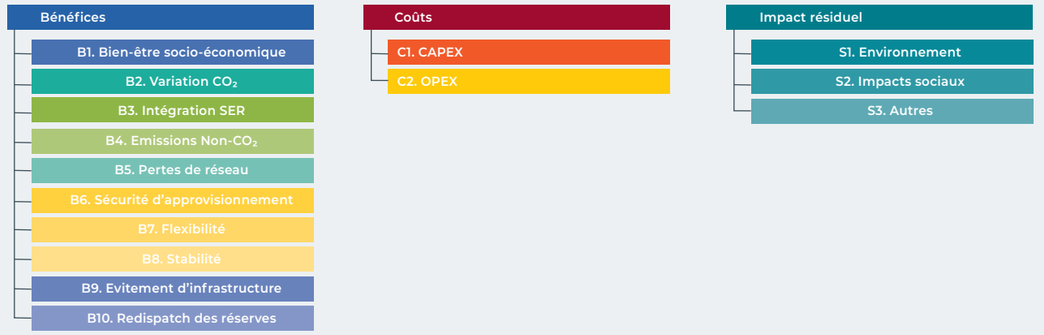
La Figure 1.20 montre la vue d'ensemble des indicateurs tels qu'ils sont inclus dans cette méthodologie. L'ensemble de ces indicateurs découle des dispositions européennes sur **l'intégration du marché**, la **sécurité d'approvisionnement** et la **durabilité**. La variété des indicateurs est immédiatement perceptible ; c'est pourquoi on parle d'une **analyse coûts-bénéfices multicritères**. Cette approche illustre également la complexité du système énergétique actuel. En effet, l'évaluation des nouveaux projets d'infrastructure ne peut se faire sur la base d'un seul paramètre, mais doit prendre en compte plusieurs aspects du système énergétique. Selon le contexte, le projet, les circonstances, etc., certains critères peuvent avoir plus ou moins de poids. Afin d'exprimer les « bénéfices » de la manière la moins ambiguë possible, on tente de les exprimer en termes monétaires (c'est-à-dire en euros). Toutefois, cela n'est pas (encore) possible pour tous les indicateurs de manière paneuropéenne et uniforme.

Ce cadre d'évaluation des projets se compose de trois catégories, chacune d'entre elles étant constituée de plusieurs indicateurs distincts :

- **Bénéfices**
  Les bénéfices comprennent les impacts positifs créés par le projet. Si les projets ont un impact négatif sur certains indicateurs, des bénéfices négatifs seront signalés ;
- **Coûts**
  Les coûts comprennent tous les coûts liés à la réalisation du projet ou à son exploitation opérationnelle pendant la durée de vie du projet. Certains coûts encourus pendant la réalisation pour l'atténuation de certains impacts environnementaux et sociaux sont inclus.
- **Impacts résiduels**
  Si la réalisation d'un projet entraîne d'autres impacts environnementaux ou sociaux qui n'ont pas été inclus dans les autres indicateurs, ils peuvent être mentionnés ici. Cet indicateur n'est pas non plus exprimable actuellement en termes monétaires et se limite à un indicateur quantitatif qui indique l'impact longitudinal net (exprimé en kilomètres) d'un certain projet d'infrastructure de réseau. Concernant l'indicateur social, il s'agit principalement de l'impact visuel, tandis que l'indicateur environnemental indique la distance à laquelle le projet traverse des zones sensibles sur le plan environnemental, telles que définies en Europe [EUC-4]. Pour ce type d'impact, le plan de développement renvoie à l'étude d'impact environemental qui l'accompagne.

Les sections suivantes expliquent les indicateurs les plus pertinents dans le contexte de ce plan de développement. Pour une explication complète, veuillez-vous référer aux directives complètes de la méthodologie CBA 3.0 [ENT-3].

FIGURE 1.20 : CRITÈRES UTILISÉS DANS L'ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES HARMONISÉE DU RÉSEAU EUROPÉEN DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (ENTSO-E) [ENT-3]



Le tableau ci-dessous énumère les indicateurs traités dans ce plan. Une explication plus détaillée est donnée dans les sections suivantes.

Indicateur	Description	Unité	Méthode de calcul
B1 – bien-être socio-économique (en anglais « Socio-economic welfare », SEW)	Bénéfice économique pour la société	[M€/an]	Simulations de marché
B2 – Coût social du CO_2	Bénéfices supplémentaires pour la société, en raison de la réduction des émissions de CO_2, en plus du coût du CO_2 déjà inclus dans l'indicateur B1. Le coût social dû au B5 est inclus.	[tonnes de CO_2/an] [M€/an]	Simulations de marché
B3 – Intégration SER	Quantité d'énergie renouvelable qui, grâce au projet ou à l'investissement, peut être intégrée en plus dans le système par le biais d'un raccordement direct ou d'une réduction de la limitation (curtailment). L'impact monétaire est inclus dans B1.	[GWh/an]	Simulations de marché
B5 - Pertes sur le réseau	Modification des pertes de réseau dues à la réalisation du projet et coût direct associé pour la société. Il existe un lien important avec l'indicateur B2.	[GWh/an] [M€/an]	Simulations de réseau
B6 - Sécurité d'approvisionnement	Impact monétaire sur la société de la marge supplémentaire pour la sécurité d'approvisionnement	[M€/an]	Simulations de marché

Les autres indicateurs ne sont actuellement pas pris en compte car ils ne sont pas pertinents pour la Belgique (par exemple B10) ou parce qu'il n'existe pas encore de méthode harmonisée au niveau européen pour quantifier ou monétiser correctement ces indicateurs (B4, B7, B8).

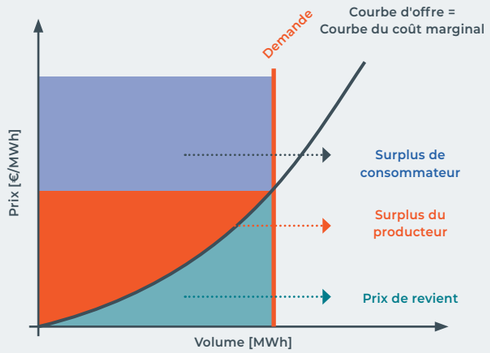
Néanmoins, la majeure partie des avantages est saisie par le calcul des indicateurs ci-dessus, fournissant des informations suffisantes pour prendre des décisions pour les projets concernés.

1.4.5.1. Bien-être socio-économique (B1)

La bien-être socio-économique, ou SEW, est un paramètre clé dans l'évaluation des projets d'infrastructure. Ce paramètre reflète le bénéfice économique (ou le désavantage dans le cas de chiffres négatifs) qu'un projet donné procure à la société européenne. Par exemple, une nouvelle liaison transfrontalière augmentera la capacité d'échange du marché et, comme expliqué ci-dessus à travers la Figure 1.9, cela se traduira par une distribution plus optimale du parc de production disponible, augmentant ainsi les bénéfices globaux pour la société. La SEW est exprimée en **millions d'euros par an**.

Dans le cadre de ce plan, la SEW est calculée selon la méthode décrite dans la méthodologie coûts-bénéfices comme la méthode du « **surplus total** ». Il s'agit de la somme de l'impact sur les consommateurs (surplus des consommateurs), de l'impact sur les producteurs (surplus des producteurs) et de l'impact sur le taux de congestion.

FIGURE 1.21 : SURPLUS DES CONSOMMATEURS ET DES PRODUCTEURS (DANS LA FIGURE CI-DESSOUS, AVEC UNE DEMANDE INÉLASTIQUE , LE SURPLUS DES CONSOMMATEURS EST EN FAIT INFINI)



* La demande totale ne varie pas avec le prix.

LE SURPLUS DES CONSOMMATEURS

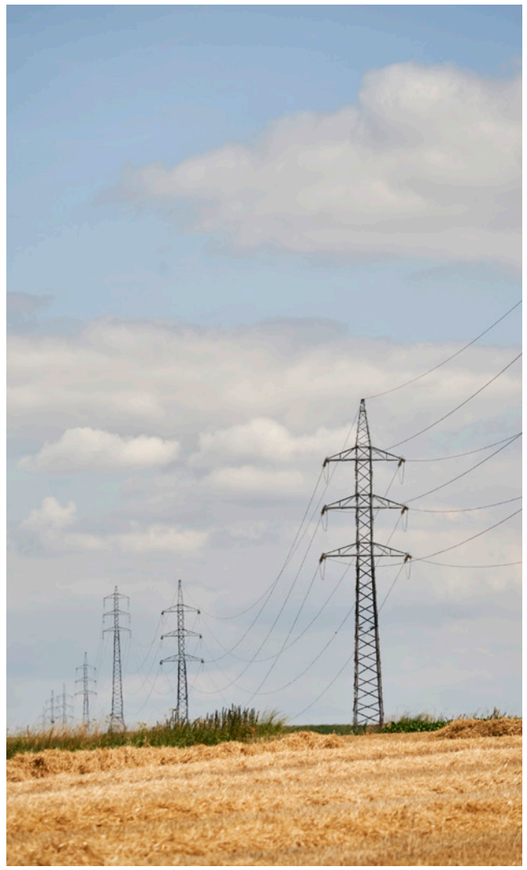
Le surplus des consommateurs est défini comme la différence entre le prix de gros de l'électricité et le prix maximum que les parties au marché sont prêtes à payer pour cette électricité.

LE SURPLUS DES PRODUCTEURS

Le surplus des producteurs est défini comme la différence entre les revenus (prix de gros de l'électricité multiplié par le volume négocié) obtenus par les producteurs et les coûts de production variables ;

LE TAUX DE CONGESTION

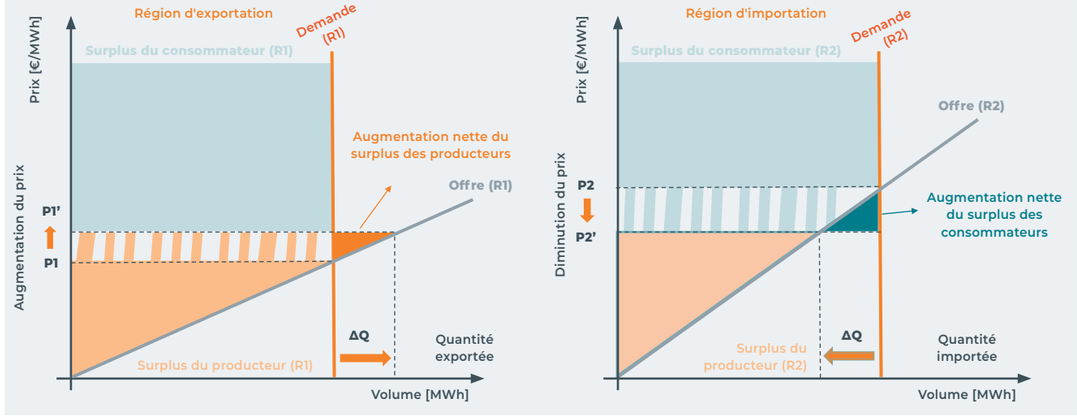
Le taux de congestion est défini comme la différence de prix entre une zone d'enchères importatrice et exportatrice multipliée par l'énergie échangée (sur une base horaire).



Une autre méthode de calcul de la SEW est celle décrite dans la méthodologie coûts-bénéfices comme étant la méthode « **total generation cost savings » (des économies totales de coûts de production)**. Il s'agit ici d'une optimisation économique du parc de production disponible afin de minimiser les coûts de production totaux dans l'ensemble du système. Cette méthode aboutit au même résultat global en termes de bien-être pour l'ensemble de la société, mais ne permet pas de déterminer séparément l'impact spécifique sur les producteurs et les consommateurs.

La Figure 1.22 illustre ce calcul de manière plus détaillée, pour une demande inélastique. Une demande inélastique a été supposée pour réduire la complexité. Dans cette figure, il est clair que la région exportatrice connaîtra une augmentation nette du surplus des producteurs, et la région importatrice une augmentation nette du surplus des consommateurs.

FIGURE 1.22 : IMPACT D'UNE CAPACITÉ TRANSFRONTALIÈRE SUPPLÉMENTAIRE SUR DEUX RÉGIONS POUR UNE DEMANDE INÉLASTIQUE



1.4.5.2. Bénéfices supplémentaires pour la société découlant de la variation des émissions de CO_2 (B2)

Le système électrique européen a une contribution importante à apporter aux émissions de CO_2 en Europe. En effet, une grande partie de l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles. La réalisation d'un projet ou d'un investissement particulier peut avoir un impact sur ce point, par exemple en permettant d'intégrer davantage d'énergie renouvelable dans le système et de remplacer ainsi une production plus intensive en CO_2-. Compte tenu des ambitions de lutte contre le changement climatique, notamment par la réduction des émissions de CO_2, l'importance de cet indicateur de bénéfice (B2) ne doit pas être sous-estimée. C'est aussi spécifiquement dans ce contexte que ce nouvel indicateur a été inclus en tant que tel dans la troisième version des lignes directrices sur la méthodologie CBA.

Concrètement, cet indicateur montre la variation des émissions totales de CO_2 du système électrique due à la réalisation d'un certain projet ou investissement. Cette valeur est principalement exprimée en **ktonnes de CO_2 par an** ; une valeur négative signifie effectivement une réduction des émissions de CO_2 et donc un bénéfice pour la société.

Pour le **calcul de la quantité de ktonnes de CO_2** émise annuellement en plus ou en moins grâce au projet, les émissions de CO_2 de l'ensemble du système électrique sont calculées pour une année complète pour l'état avec le projet et ensuite dans un état sans le projet (ou vice versa). La différence entre ces deux valeurs donne finalement la variation des émissions de CO_2 pour le système. Deux aspects principaux influencent les résultats :

1. Les variations des émissions de CO_2 résultant de l'évolution du mix énergétique et la manière dont ce mix énergétique peut être utilisé pour couvrir la demande d'électricité aussi efficacement que possible, selon les principes applicables du couplage des marchés. En effet, les nouvelles interconnexions signifient que les unités de production plus coûteuses seront remplacées par des unités de production moins chères. Si ces dernières ont des émissions plus faibles que les premières, cela réduira également les émissions du système global.
2. Les nouvelles interconnexions auront un impact sur les pertes de réseau dans le système. Tout d'abord, parce que ces équipements ont naturellement des pertes qui leur sont propres. Cependant, une nouvelle liaison dans un système entraînera également une redistribution des flux. Cette redistribution des flux aura également un impact sur les pertes de réseau et, au final, sur les émissions de CO_2 qui y sont liées.

La somme de ces deux effets déterminera finalement la variation ou l'écart total en tonnes de CO_2.

Deuxièmement, cela sera également traduit en un montant en €/an. Ici, une valeur positive est le bénéfice pour la société. La traduction de cette valeur en une valeur monétaire est un peu plus complexe. En fait, cela signifie que chaque tonne de CO_2 émise a un coût social. Ce coût peut être déterminé de deux façons. Une première méthode consiste à calculer ce prix comme le coût supplémentaire que la société dans son ensemble doit « payer » pour atténuer ou gérer les conséquences de l'émission d'une tonne supplémentaire de CO_2 (ou l'équivalent via d'autres gaz à effet de serre). À titre d'exemple, on peut faire référence aux coûts supplémentaires dans le domaine des soins de santé ou aux coûts résultant de catastrophes naturelles. Une autre méthode consiste à fixer ce coût de manière à éviter une émission future de CO_2. Il s'agit plutôt de ce que la société est prête à payer pour éviter ces émissions. C'est pourquoi ce coût est également appelé « **coût social du CO_2** ».

Cependant, certains des bénéfices qui en découlent sont déjà inclus dans la bien-être socio-économique. En effet, le secteur de l'électricité fait partie du système européen d'échange de droits d'émission [EUC-5]. Une explication complète de ce système dépasse le cadre du plan de développement, mais cela signifie que pour chaque tonne de CO_2 émise, chaque producteur doit acheter un quota d'émission sur le marché du système (communautaire) d'échange de quotas d'émission (ETS). Comme le nombre de quotas disponibles d'émission est systématiquement réduit, si les émetteurs ne prennent pas de mesures, ce prix augmentera. Toutefois, la hausse du prix ETS incite les émetteurs à chercher des moyens novateurs de réduire leurs émissions. Ce prix ETS contribue donc à déterminer le coût marginal de la production d'électricité et fera également partie de la bien-être socio-économique grâce aux économies réalisées sur les coûts des combustibles et des émissions. Pour éviter un double comptage, dans ce cadre, les bénéfices additionnels d'une réduction des émissions de CO_2 sont donc calculés comme suit :

Bénéfices supplémentaires (B2) [€/an] = variation du CO_2 [tonne/an] x (coût social du CO_2 [€/tonne] – prix du CO_2 dans l'ETS [€/tonne])

La nécessité de cet indicateur découle du fait que le prix du ETS ne reflète pas le véritable coût social du CO_2. Le système d'échange de droits de transport est un outil créé pour réduire économiquement et systématiquement les émissions de CO_2 (et d'autres gaz à effet de serre) dans les secteurs concernés.

La prise en compte du coût social total du CO_2 garantit que les investissements nécessaires à la réalisation effective des ambitions climatiques sont priorisés et réalisés en temps utile.

1.4.5.3. Intégration des énergies renouvelables (B3)

Cet indicateur mesure la quantité d'énergie renouvelable, en GWh/an, qui grâce au projet ou à l'investissement peut être intégrée en plus dans le système. Il peut s'agir du raccordement de sources renouvelables supplémentaires, mais aussi de la réduction de la limitation (curtailment) des sources renouvelables due aux problématiques du réseau. Une certaine région peut avoir un surplus d'électricité renouvelable à certains moments. Si, à ce moment-là, il n'y a pas assez de capacité pour transporter ces excédents vers d'autres régions, une limitation de la production d'énergie renouvelable peut être nécessaire. Elle est calculée au moyen d'études de marché.

Il convient de noter que cet indicateur ne sera exprimé qu'en termes de mégawattheures par an. Il n'y a pas de monétisation séparée, car l'impact financier est inclus dans la bien-être socio-économique sous B1.

1.4.5.4. Variation des pertes de réseau (B5)

La variation des pertes de réseau indique les changements dans les pertes de réseau, en GWh/an, du système de transport en raison de la réalisation du projet ou de l'investissement. Ces pertes de réseau comprennent principalement les pertes de chaleur dans les différents appareils et équipements du réseau, dues à la circulation d'un courant électrique. Une valeur positive signifie une augmentation des pertes de réseau, une valeur négative une diminution.

Les nouvelles liaisons transfrontalières peuvent avoir un effet tant positif que négatif sur les pertes de réseau. D'une part, il y a l'effet d'une résistance électrique plus faible du réseau, ce qui a un effet réducteur sur les pertes. D'autre part, une telle liaison entraînera également un plus grand nombre d'échanges sur le marché et une répartition différente des unités de production, ce qui peut entraîner des flux plus importants et des pertes de réseau plus élevées.

Le calcul est effectué au moyen d'études de réseau dans lesquelles la différence est faite entre les pertes de réseau résultant d'une simulation avec le projet présent dans le réseau et une simulation sans ce projet. Dans le cadre de ce plan de développement, les pertes en réseau sont reprises du TYNDP, car cela nécessite des simulations de réseau au niveau européen.

Une monétisation en €/an est également possible pour cet indicateur. Une valeur positive correspond à un coût, et une valeur négative à un avantage. Le coût des pertes de réseau est en fait le coût que la société paie pour la production supplémentaire nécessaire pour couvrir ces pertes. Certains de ces coûts sont déjà inclus dans l'indicateur B1, relatif à l'évolution de la bien-être socio-économique. Cet indicateur montre donc le coût ou le bénéfice direct supplémentaire pour la société résultant de la modification des pertes de réseau.

Il convient également de mentionner ici l'indicateur B2, relatif au coût social du CO_2. Étant donné que les pertes de réseau doivent être couvertes par une production supplémentaire d'électricité, cela implique également des émissions de CO_2 si, bien entendu, il n'y avait pas de production renouvelable excédentaire disponible à ce moment-là qui aurait dû être limitée. Le coût (ou bénéfice) social associé est inclus dans l'indicateur B2.

Cet indicateur illustre l'importance de l'approche multicritères, selon laquelle tous les indicateurs doivent être considérés ensemble afin d'évaluer un projet. En effet, un projet ou un investissement particulier peut entraîner une augmentation des pertes de réseau, mais permettre une réduction significative des émissions de CO_2 dans l'ensemble, et donc le bénéfice global pour la société peut encore être très positif. Se concentrer uniquement sur les pertes de réseau pourrait conduire à une conclusion erronée, préjudiciable à la société.

1.4.5.5. Impact sur la sécurité de l'approvisionnement (B6)

Une nouvelle liaison transfrontalière pourrait avoir un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement des pays concernés, en répartissant le risque de perte de charge sur une région plus vaste dans laquelle il y a également plus de moyens de production. Un aspect important est, bien entendu, la simultanéité d'un éventuel déficit dans les pays concernés. Plus le risque que des problèmes de sécurité d'approvisionnement surviennent simultanément dans les pays concernés est élevé, plus le bénéfice potentiel est faible.

Cet indicateur est calculé dans le cadre du processus TYNDP. Grâce à des simulations de marché basées sur la méthode de Monte-Carlo, **l'énergie non desservie prévue** (EENS - Expected Energy Not served) est calculée pour plusieurs années climatiques et situations d'incident (modèles de pannes forcées) et multipliée par la valeur de la charge perdue (VOLL - Value of Lost Load). La valeur finale est exprimée en M€/an. Notons qu'ici aussi il n'y a pas de double compte avec l'indicateur B1, où l'ENS est également calculé, mais finalement non inclus dans la monétisation.



1.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia

En tant que gestionnaire de réseau de transport, Elia agit dans l'intérêt de la société et s'engage donc à contribuer à une économie et une société durables. Elia contribue non seulement par ses activités à l'approvisionnement électrique du pays et à la transition énergétique, mais mène également ces activités avec une attention maximale aux riverains, aux partenaires locaux, aux parties prenantes en général, à l'environnement et au climat. Les ambitions d'Elia en matière de durabilité et les mesures concrètes, tant préventives que curatives, qui en découlent sont expliquées en détail dans le rapport annuel de durabilité [ELI-7].

Bien entendu, cette stratégie a également un impact sur le plan de développement. Une vue d'ensemble de toutes ces influences serait trop vaste dans ce contexte, on a donc décidé de mettre en lumière un certain nombre d'éléments spécifiques dans cette section.

1.5.1. LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

La lutte contre le changement climatique, comme expliqué dans la section §1.2 Transition énergétique – Neutralité climatique d'ici 2050, affecte Elia de deux manières. D'une part, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport, Elia doit faciliter la durabilité du secteur énergétique et y préparer le réseau de transport en temps utile, comme l'intégration des énergies renouvelables et la poursuite de l'électrification. Ce dernier est une partie intrinsèque et un motif décisif de l'actuel Plan de Développement fédéral. Ces aspects seront donc abordés en détail dans la suite de ce plan (Chapitre 3 Identification des besoins du système).

D'autre part, les activités quotidiennes d'exploitation et de maintenance du réseau de transport génèrent également des émissions de CO_2. Elles sont liées à la mobilité, à la consommation dans les immeubles de bureaux, à la consommation dans les sous-stations et au rejet de gaz SF_6. Ainsi, Elia s'engage à contribuer à la réduction des émissions de CO_2 dans ces activités.

Dans une première phase, l'accent sera mis sur les mesures relatives à la mobilité (électrification, transports publics…) et à la consommation propre dans les bureaux et les sous-stations (efficacité énergétique, énergies renouvelables…). Des objectifs concrets ont été fixés pour ces activités d'ici à 2030, comme la réduction de 90 % des émissions de CO_2 liées à la mobilité. Par ailleurs, Elia travaille un plan par étapes visant à réduire à terme l'utilisation du gaz SF_6, un puissant gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement de près de 24 000[70], dans ses installations haute tension. Compte tenu de cet impact potentiel, il existe un mouvement mondial visant à développer des alternatives au gaz SF_6. La section [2.3 La technologie dans la transition énergétique], donnera une explication sur l'état d'avancement de la recherche sur les alternatives au gaz SF_6. Elia s'est également engagée à maintenir le taux de fuite de SF_6 en dessous de 0,25 %.

Pour les émissions liées à l'exploitation du réseau (pertes de réseau, gestion de l'équilibrage de la puissance active et réactive du bloc LFC belge, gestion de la congestion des lignes/câbles), l'objectif est d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2040. Une interprétation correcte des pertes de réseau étant importante dans le contexte de la transition énergétique, une explication plus détaillée est incluse dans la section suivante.

D'une manière générale, le CO_2 (et ses équivalents) est déjà un paramètre important dans le processus décisionnel d'Elia et son poids va augmenter dans les années à venir. Tant dans son rôle de GRT et de durabilité du secteur énergétique que dans ses activités quotidiennes, Elia veut réduire son impact CO_2 en intégrant explicitement l'empreinte CO_2 dans toutes ses décisions.

70 Cela signifie que l'émission d'une tonne de SF_6 a le même effet sur le réchauffement de la planète que ~24 000 tonnes de CO_2.

PERTE DE RÉSEAU

Lorsque l'électricité est transportée, une partie de l'énergie est inévitablement convertie en chaleur. Les équipements du réseau tels que les lignes aériennes, les câbles souterrains, les transformateurs, etc. ont en effet tous une petite résistance électrique, ce qui les fait chauffer dès qu'un courant électrique les traverse. La quantité d'énergie qui est convertie en chaleur par le transport est appelée **pertes de réseau**. Bien entendu, ces pertes doivent également être produites dans les générateurs, en plus de la consommation « utile ». Selon le mix de production à ce moment-là, cela peut entraîner des émissions supplémentaires. Plus l'intégration des énergies renouvelables est importante, plus ces émissions supplémentaires sont réduites, ce qui permettra à terme de tendre vers la neutralité carbone.

L'ampleur des pertes sur le réseau dépend de nombreux paramètres, dont les plus importants sont :

- **La technologie utilisée**
  D'une part, il y a les évolutions technologiques au sein d'équipements déjà connus, comme les transformateurs. Les progrès technologiques permettent d'augmenter l'efficacité énergétique des nouveaux appareils. D'autre part, de nouvelles technologies peuvent apparaître. Celles-ci peuvent avoir plus ou moins de pertes internes que les technologies déjà connues.
- **Le niveau de tension**
  Pour une même puissance, un niveau de tension plus élevé entraînera un courant plus faible dans les conducteurs. Cela permettra de réduire les pertes de réseau.

Un exemple simple illustre l'effet de la tension sur les pertes. La puissance (P) est exprimée en watts [W] et est calculée en multipliant la tension (U) par le courant (I).

$$P[H]=U[V]\times I[A]$$

La tension est exprimée en volts [V] et le courant en ampères [A].

Le courant nécessaire pour une puissance et une tension données peut être calculé comme suit :

$$I[A]= (P[W])/(U[V])$$

Pour alimenter une charge d'une puissance de 1 GW (ou 1 000 000 W), un courant de 2 kA (ou 2000 A) circulera à une tension de 500 kV (ou 500 000 V). À une tension de 250 kV (ou 250 000 V), le courant sera de 4 kA.

La perte dans la liaison peut être calculée par

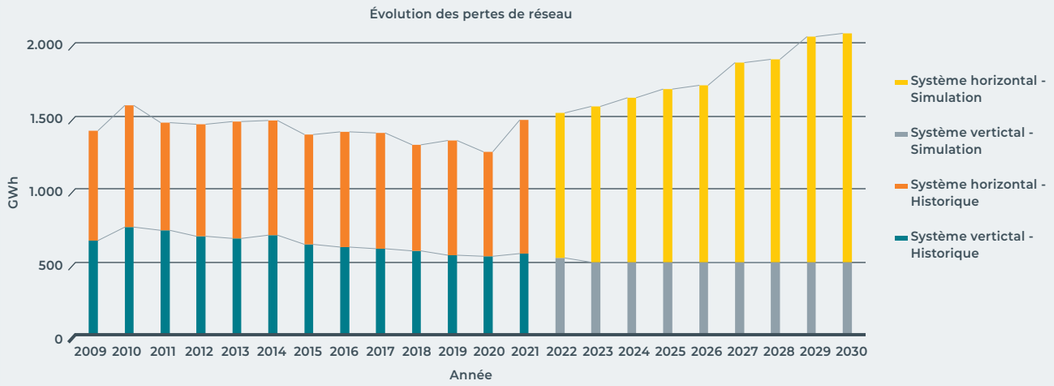
$$P_{pertes} = R \times I^2_{pertes}$$

Si la liaison a une résistance de 1 Ohm, il y aura une perte de 2 MW (2 000 000 W) à la haute tension et une perte de 4 MW (4 000 000 W) à la basse tension.

- **La puissance à transporter ;**
  À tension constante, une plus grande puissance à transporter donnera lieu à un courant plus élevé et donc à des pertes plus importantes.
- **La distance sur laquelle l'énergie doit être transportée ;**
  Plus la liaison est longue, plus la résistance électrique est élevée et plus les pertes sont importantes.
- **L'emplacement des centrales électriques ;**
  Si l'électricité est produite dans un endroit éloigné, comme c'est le cas pour les énergies renouvelables en mer, cette énergie doit être transportée sur une plus longue distance, ce qui entraîne des pertes plus importantes.

Elia calcule systématiquement les pertes attendues sur le réseau haute tension belge, en faisant une distinction entre le système horizontal (partie belge du réseau européen interconnecté de 380 kV) et le système vertical (réseaux régionaux à des niveaux de tension inférieurs). En atteste la Figure 1.23.

FIGURE 1.23 : ÉVOLUTION DES PERTES DE RÉSEAU POUR LE SYSTÈME HORIZONTAL ET VERTICAL BELGE

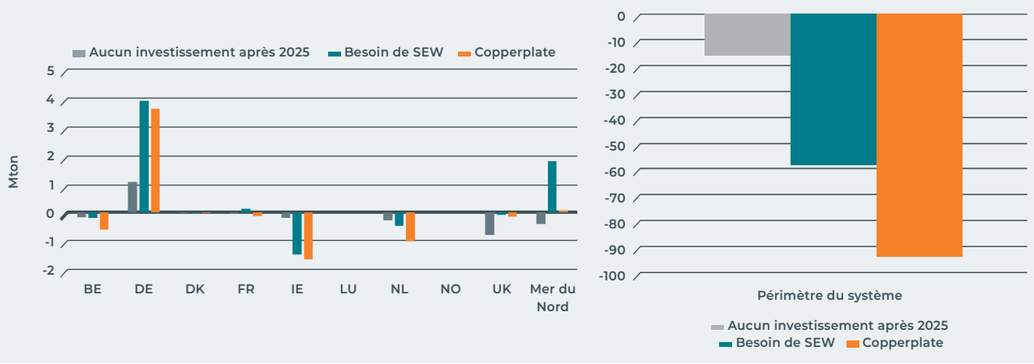


Pour le **système horizontal**, les pertes de réseau augmentent à l'horizon du Plan de Développement fédéral. En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique entraîne une augmentation des flux d'électricité qui doivent être transportés sur une plus grande distance. Pour permettre cette intégration et transmettre les flux associés, Elia s'engage fortement à utiliser l'infrastructure existante de la manière la plus efficace possible (§1.4 Méthodologie de développement du réseau). Cela se fait, par exemple, en utilisant des conducteurs à haute performance, des déphaseurs, etc. Ces technologies entraînent une augmentation des pertes de réseau au niveau des équipements. L'effet de l'intégration progressive de l'énergie éolienne offshore sur les pertes totales est également clairement visible.

Les émissions de CO_2 liées à ces pertes de réseau sont déterminées par la composition du parc de production et, compte tenu du marché européen intégré de l'électricité, doivent être évaluées à l'échelle européenne. Cette analyse est effectuée dans le cadre du processus TYNDP et est incluse dans les plans d'investissement régionaux.

Le RegIP 2020 [ENT-4] montre que pour la région de la mer du Nord, à l'horizon 2030, il faut s'attendre à une augmentation des émissions de CO_2, mais qu'il y a aussi une exportation nette d'électricité de cette région vers d'autres régions européennes (Figure 1.24). Ainsi, la région de la mer du Nord remplace la production d'électricité plus coûteuse et plus polluante dans ces régions du sud et de l'est de l'Europe. À l'horizon 2040, grâce à l'intégration des énergies renouvelables, les émissions de CO_2 diminueront également dans la région de la mer du Nord.

FIGURE 1.24 : À GAUCHE : LES ÉMISSIONS DE CO_2 DU DELTA SONT CALCULÉES DANS LE CADRE DU PLAN D'INVESTISSEMENT RÉGIONAL POUR LA MER DU NORD, QUI FAIT PARTIE DU TYNDP 2020. LA FIGURE MONTRE LA DIFFÉRENCE D'ÉMISSIONS DE CO_2 À L'HORIZON 2030 PAR RAPPORT À 2020 POUR TROIS RÉSEAUX DE « RÉFÉRENCE » DIFFÉRENTS. LES BESOINS EN SEW SE RÉFÈRENT À UN RÉSEAU DE RÉFÉRENCE CONTENANT LES BESOINS TRANSFRONTALIERS TELS QU'IDENTIFIÉS DANS LE CADRE DU TYNDP 2020. DANS LE RÉSEAU « COPPERPLATE », IL N'Y A PLUS DE PROBLÉMATIQUES DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE. À DROITE : ÉMISSIONS DE CO_2 DELTA POUR L'ENSEMBLE DU SYSTÈME EUROPÉEN



Compte tenu des évolutions ci-dessus, **l'intégration des énergies renouvelables dans le système est le bon levier pour réduire les émissions de CO_2 liées aux pertes de réseau**. En effet, une trop grande importance accordée à la réduction directe des pertes de réseau entraîne des effets indésirables, tels que le retard de l'intégration des énergies renouvelables, et pourrait même conduire à la mise en place de plus d'infrastructures que nécessaire : plus de liaisons réduisent la résistance et les pertes associées.

Lors de l'évaluation d'une nouvelle infrastructure de transport, il est donc important de toujours considérer la perspective du système et de toujours combiner l'impact sur les pertes du réseau avec l'impact sur les émissions de CO_2 par la réalisation de cette nouvelle infrastructure. En effet, une nouvelle liaison peut augmenter les pertes nettes du réseau, mais elle peut aussi avoir un effet réducteur sur les émissions de CO_2 grâce à l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable. La réalisation d'une interconnexion hybride, qui combine le raccordement d'un parc éolien offshore et la liaison avec un autre pays, en technologie HVDC, peut typiquement augmenter les pertes du réseau, mais permettre l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable, rendant l'effet net positif.

La réduction des pertes en réseau n'est pas en soi un facteur de développement du réseau de transport, car une focalisation trop étroite peut entraîner des effets pervers et même ralentir l'intégration des énergies renouvelables. Lors de l'évaluation d'une **nouvelle infrastructure de transport**, il est important de toujours prendre en compte la perspective du système et de toujours combiner l'impact sur les pertes du réseau avec l'impact sur les **émissions de CO_2 dues** à la réalisation de cette nouvelle infrastructure.

L'évaluation des nouveaux projets dans le système horizontal, telle qu'appliquée dans ce plan de développement, se fait par le biais de l'analyse coûts-bénéfices élaborée au niveau du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E), comme expliqué dans la section §1.4 Méthodologie de développement du réseau. Cette méthodologie permet de quantifier l'impact net sur les pertes de réseau d'un projet particulier dans le système horizontal et calcule également d'autres indicateurs tels que la réduction des émissions de CO_2 et la bien-être socio-économique (SEW). Cette approche globale nous permet de considérer l'impact complet d'un projet en termes **d'émissions de gaz à effet de serre**, en plus de l'impact sur la **sécurité d'approvisionnement** et la **bien-être**.

Dans le **système vertical**, une stabilisation des pertes du réseau est visible. Premièrement, la production décentralisée dans les réseaux régionaux signifie que l'électricité à ce niveau doit être transportée sur de plus courtes distances et subit donc moins de pertes. D'autre part, la tendance à mettre les réseaux régionaux davantage sous terre (pour des raisons d'acceptation par le public) entraîne des pertes supplémentaires. Les deux effets s'annulent plus ou moins mutuellement.

Bien qu'il faille donc s'attendre à une augmentation des pertes de réseau à l'horizon du PDF, Elia s'efforce de limiter autant que possible les pertes de réseau liées à l'infrastructure de transport lorsque cela se justifie. Pour les nouveaux appareils, Elia inclut l'efficacité énergétique de l'appareil comme paramètre d'évaluation pour le choix final du fournisseur. Elia vise également des niveaux de tension plus élevés et la réduction progressive des niveaux de tension inférieurs. Le remplacement du réseau 70 kV par un réseau 150 kV a un impact significatif (~50%) sur la réduction des pertes. Concernant le système vertical, il est également fait référence ici aux plans de développement régional pour la Flandre, Bruxelles et la Wallonie [ELI-8], qui expliquent les mesures spécifiques dans le domaine des sous-stations.

Enfin, il est également important de noter que les gestionnaires de réseau de transport ont déjà géré efficacement les pertes de réseau dans le passé. C'est également ce que montre un récent rapport du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators - CEER)[71], qui indique que les pertes du réseau de transport sont déjà faibles dans les pays européens : entre 0,5 et 3 %.[72]

SOUS-STATIONS À HAUT RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE

La consommation d'énergie des +/- 1200 bâtiments des sous-stations est un axe majeur de notre stratégie visant à devenir climatiquement neutre d'ici 2030. Les mesures prises par Elia pour améliorer l'efficacité énergétique de ce grand nombre de bâtiments sont expliquées à la section §6.3 Green substations. L'efficacité énergétique dépend aussi de l'action quotidienne de nos équipes et des personnes sur le terrain.

71 Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)
72 CEER, 2nd CEER Report on Power Losses, Ref: C19-EQS-101-03, 23 March 2020, p.7.

1.5.2. SOUTIEN PUBLIC AUX INFRASTRUCTURES

Les mesures ont pour but de renforcer le soutien aux activités et projets d'Elia afin de faciliter la réalisation des projets d'infrastructure.

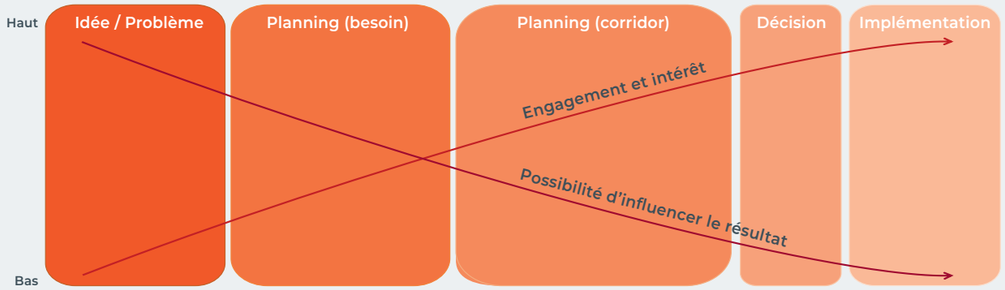
1.5.2.1. Participation et communication

Les travaux d'infrastructure ont toujours un impact important sur les riverains, les commerçants et les autres acteurs locaux. Les travaux d'Elia ne sont pas différents à cet égard. L'obtention et le maintien d'un soutien sont donc essentiels. C'est pourquoi Elia investit dans des relations stables et à long terme avec les parties prenantes au niveau fédéral, régional et local. Elia s'engage à impliquer les parties prenantes locales dès le début du processus, par le biais d'un flux d'information rationalisé et cohérent, de séances d'information et de discussions. Cela signifie qu'Elia communique de manière transparente à tout moment, qu'elle est ouverte au dialogue avec les passants et qu'elle souhaite être un partenaire fiable pour les habitants et les autorités locales.

La participation est toujours un mot clé dans les petits et grands projets d'infrastructure d'Elia. De cette manière, Elia reçoit des commentaires sur ses plans et a la possibilité d'expliquer ses choix et d'engager un dialogue avec les riverains, les acteurs politiques et les entreprises locales. De cette manière, Elia vise à susciter davantage de soutien pour ses projets et à construire ainsi le réseau à haute tension de demain.

L'un des principaux obstacles aux projets d'infrastructure est le « **paradoxe de la participation** » (voir Figure 1.25), selon lequel les parties prenantes ne s'impliquent et ne s'intéressent à un projet que lorsque les décisions les plus importantes ont déjà été prises et que le projet est pratiquement achevé [GWA-1]. Cette situation est source de frustration tant pour les parties prenantes que pour le développeur du projet. Elia vise donc à impliquer les parties prenantes le plus tôt possible dans la phase de projet et à inclure leurs idées et commentaires dans la conception.

FIGURE 1.25 : LE PARADOXE DE LA PARTICIPATION



Elia souhaite communiquer de manière complète et transparente avec toutes les parties prenantes. Le cas échéant, Elia organise des séances d'information avant et pendant les cycles de consultation publique pour les procédures d'autorisation ultérieures. Par ailleurs, Elia est toujours à la recherche de techniques de participation supplémentaires et innovantes qui peuvent offrir une valeur ajoutée aux parties prenantes locales. En fonction du projet, Elia organise également des visites de sites et des journées portes ouvertes ou propose des formules scolaires pour expliquer la transition énergétique aux générations futures.

Outre la participation physique et les moments de communication, Elia tient également les parties prenantes informées des développements d'un projet par d'autres canaux. Par exemple, Elia fait un usage intensif de divers sites Web de projets, de dépliants, de brochures, de bulletins d'information (numériques) et de lettres aux habitants pour informer les parties prenantes. Outre les canaux d'information papier et numériques, Elia dispose également d'une boîte aux lettres et d'un numéro gratuit 0800 pour recevoir et répondre rapidement aux questions et préoccupations des parties prenantes concernant les projets.

1.5.2.2. Optimisation de l'infrastructure existante

Elia veille à ce que l'infrastructure existante soit utilisée de manière optimale. S'il existe un besoin de capacité de transport supplémentaire, la première étape consistera à examiner si une ligne existante peut être renforcée en ajoutant un terne supplémentaire ou en remplaçant les conducteurs existants par un type ayant une capacité plus élevée.

Si une nouvelle liaison s'avère nécessaire, les câbles sont préférés pour les niveaux de tension allant jusqu'à 220 kV inclus. Comme elles sont souterraines et qu'elles se trouvent à 90 % dans le domaine public, leur impact sur l'environnement est beaucoup plus limité. Pour 380 kV, le niveau de tension le plus élevé, les câbles ne sont pas adaptés au pontage de distances plus longues et des lignes pour les liaisons 380 kV restent nécessaires.

Ainsi, dans certains cas, de nouvelles liaisons sont réalisées en construisant des lignes, en profitant des avantages (coût, accessibilité, disponibilité…). Ces nouvelles lignes sont de préférence regroupées avec d'autres infrastructures de lignes (principe de regroupement), telles que d'autres lignes à haute tension, voirie publique, des cours d'eau, etc. Elia veille également à ce que la longueur totale du réseau de transport aérien n'augmente pas (standstill principe). Certaines lignes existantes pourront, le cas échéant et en fonction des possibilités, être supprimées ou enterrées à titre de compensation.

1.5.2.3. Intégration visuelle

Lors de la mise en place de nouveaux postes à haute tension, un plan de situation est établi en concertation avec les autorités compétentes. Une étude de l'impact de la station à haute tension sur le paysage peut également être réalisée. L'étude pourra alors proposer des mesures telles que la plantation d'écrans verts autour du poste à haute tension.

En outre, l'impact visuel des stations modernes sur leur environnement est fortement réduit par l'utilisation de systèmes de rails tubulaires par rapport aux anciennes stations équipées de systèmes de rails tendus. Enfin, la possibilité de construire des installations plus compactes de type GIS (Gas Insulated Switchgear) est étudiée au cas par cas. Cependant, la décision finale doit toujours inclure une évaluation de l'impact possible de l'utilisation du gaz SF_6. Comme expliqué à la section §2.3.3 Alternatives au gaz SF_6, Elia étudie l'utilisation de gaz alternatifs dans ce contexte.

Lorsque de nouvelles lignes électriques aériennes sont construites, des études paysagères sont menées pour déterminer comment obtenir une intégration maximale dans le paysage. Il peut s'agir, par exemple, de l'utilisation de pylônes innovants et plus petits, mais aussi d'actions consistant à ériger des écrans verts à proximité immédiate de la ligne à haute tension.



1.5.2.4. Politique sur les champs électromagnétiques

Elia est consciente des préoccupations concernant les risques potentiels des champs électromagnétiques pour la santé, c'est pourquoi elle y accorde toute l'attention nécessaire.

Dans le cas des champs magnétiques, à des niveaux d'exposition extrêmement élevés, qui ne se produisent pas dans la pratique, on observe des effets aigus pour lesquels le lien de cause à effet a été clairement établi. Pour cette raison, il existe des valeurs limites claires au niveau européen et belge que toutes nos installations doivent respecter, à savoir 100 µT.

À proximité de nos installations à haute tension, ces valeurs sont beaucoup plus faibles. Par conséquent, aucun effet aigu ne se produira jamais. Cependant, cela fait près de 40 ans que l'on discute des éventuels effets à long terme d'une exposition quotidienne à de très faibles niveaux de champs magnétiques. Des études épidémiologiques ont révélé un lien faible et statistiquement significatif entre le fait de vivre à proximité de lignes électriques et un risque accru de leucémie infantile. Toutefois, de nombreuses études n'ont pas permis d'établir une relation de cause à effet entre les champs magnétiques et la leucémie infantile. Il n'existe pas non plus de mécanisme connu pour expliquer comment les champs magnétiques peuvent provoquer un cancer.



La garantie absolue de l'absence d'effet sur la santé est scientifiquement impossible à établir. L'hypothèse d'un éventuel effet sur la santé ne peut jamais être définitivement écartée. Par conséquent, il y a des règlements qu'Elia suit strictement et Elia prend des précautions telles que :

- Réutiliser les lignes aériennes existantes afin de ne pas couvrir de nouvelles zones ;
- Dans le cas de nouvelles lignes aériennes, optimisez le tracé de manière à éviter autant que possible les lieux où les enfants passent de longues périodes (crèches, écoles et zones résidentielles) ;
- Ajustement de la configuration de la ligne pour que le champ magnétique soit toujours aussi faible que possible. Cela peut se faire en modifiant la conception du pylône ou l'ordre des fils électriques.

Comme mentionné ci-dessus, Elia applique le **principe de standstill** pour les lignes aériennes. Dans une nouvelle ligne, les maisons sont évitées autant que possible. Les anciennes lignes existantes qui sont démantelées traversent le plus souvent des zones résidentielles. Dans l'ensemble, le nombre de maisons/personnes situées dans la zone de champ magnétique diminuera, car le nombre de maisons concernées par le projet de démolition est supérieur à celui de la nouvelle ligne.

Enfin, Elia reste engagée à faire progresser les connaissances scientifiques et à informer de manière transparente toutes les parties prenantes. À cette fin, Elia soutient différents centres de recherche et universités en Belgique, regroupés dans le Belgian BioElectroMagnetics Group (BBEMG), ainsi qu'au niveau international par le biais de l'Electric Power Research Institute (EPRI), une organisation sans but lucratif dédiée à la recherche sur l'énergie et l'environnement.

Pour informer au mieux les riverains et autres parties prenantes, Elia fournit des mesures gratuites sur demande et dispose d'une page Web, de fiches d'information et de brochures. En outre, des communications spécifiques sont organisées dans le cadre des projets, telles que des bulletins d'information et des sessions d'information, éventuellement avec le soutien d'un expert indépendant.

1.5.2.5. Politique de rémunérations et de compensations

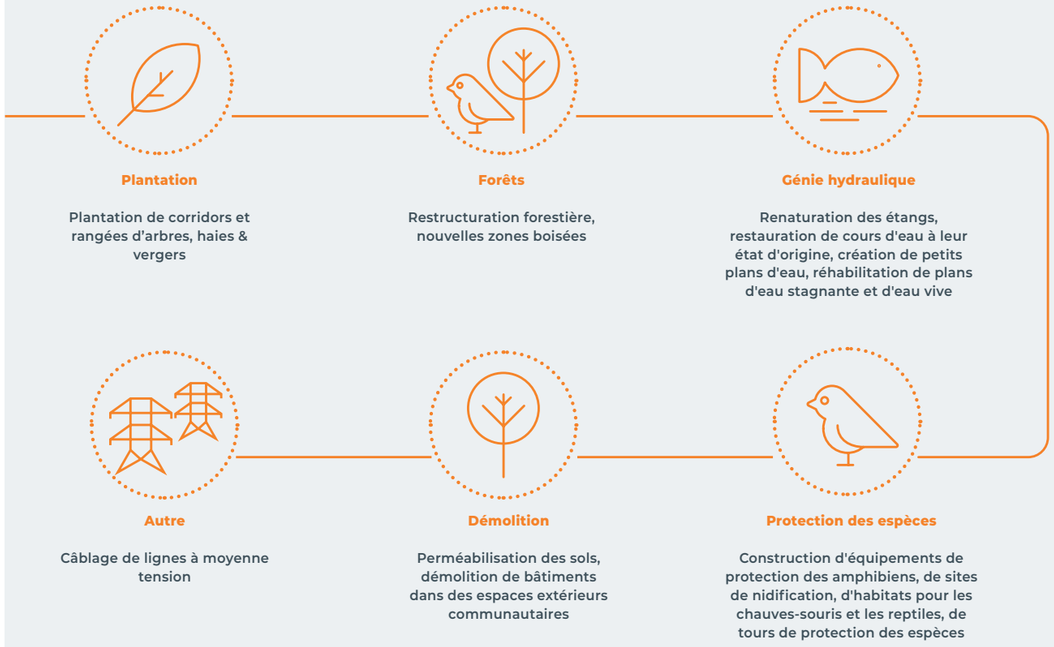
Si un certain impact ne peut être évité par des mesures préventives ou correctives, des mesures compensatoires sont appliquées. Elles peuvent soit être appliquées volontairement (dans le cadre réglementaire), soit être stipulées par la loi avant l'obtention de toutes les autorisations légales nécessaires au développement d'un projet.

Auparavant, des mesures ad hoc étaient élaborées pour chaque projet. En 2020, il a été décidé de mettre en place une politique claire et structurée. Cette politique est affichée de manière transparente sur notre site Web.

En fonction de l'impact, il existe une grande variété de mesures existantes :

- **Intégration paysagère :** plantation de buissons, de haies ou d'arbres (écran vert), pylônes plus compacts, regroupement des infrastructures, intégration architecturale ;
- **Protection des espèces :** marqueurs d'oiseaux ;
- **Sylviculture :** restauration et mesures de gestion spécifiques ;

FIGURE 1.26 : LES MESURES COMPENSATOIRES



1.5.3. PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

1.5.3.1. Politique de réduction du bruit

La principale source de pollution sonore dans le réseau est liée au fonctionnement des transformateurs. L'achat de transformateurs silencieux fait partie de la politique environnementale d'Elia depuis de nombreuses années. En outre, lorsqu'une nouvelle sous-station est construite ou lorsque la capacité de transformation d'une sous-station existante est augmentée, une enquête sur le bruit est réalisée. Sur la base des mesures de bruit des transformateurs existants, une simulation est faite de la situation après l'amélioration de la transformation, afin d'estimer les niveaux de bruit associés. Grâce à cette approche, des mesures de réduction du bruit, telles que des murs antibruit, sont déjà prévues dans la phase de conception du projet, afin que l'ensemble de l'infrastructure (nouvelle et existante) respecte les normes de bruit imposées par la réglementation environnementale.

1.5.3.2. Politique de protection des eaux souterraines et des sols

La principale source potentielle de pollution du sol, des eaux souterraines et de surface est le grand volume d'huile minérale contenu dans les transformateurs.

La solution standard consiste à équiper les transformateurs d'une cuve en béton imperméable, qui peut tout contenir en cas de déversement accidentel d'hydrocarbures. Les cuves sont dimensionnées pour la situation la plus extrême où elles doivent être capables d'accueillir le plein volume. Pour que l'eau de pluie qui tombe sur les plantes puisse toujours être évacuée sans aucune pollution, les cuves sont équipées d'un séparateur d'hydrocarbures et d'un filtre de coalescence supplémentaire avec une vanne d'arrêt automatique. Elia a développé une procédure interne pour assurer une décontamination rapide et efficace. Si l'incident est important, Elia contactera les autorités compétentes.

La politique d'Elia consiste à équiper tous les nouveaux transformateurs d'une telle cuve en béton imperméable. Pour les transformateurs existants qui ne disposent pas d'une cuve de confinement, Elia dispose d'un programme d'investissement pour les enfermer le plus rapidement possible. Cela se fait systématiquement lorsque des projets de génie civil sont réalisés dans les postes concernés ou par le biais de projets spécifiques si aucun autre investissement n'est prévu dans le poste concerné dans un délai raisonnable.

1.5.3.3. Postes de la politique de gestion de l'eau

La gestion de l'eau dans les quelque 600 postes à haute tension exploités par Elia en Belgique consiste principalement en de l'eau de pluie qui se retrouve sur les installations à haute tension (transformateurs), les surfaces imperméables (toits, route en asphalte) et perméables (routes en gravier) et une quantité limitée d'eau utilisée pour l'assainissement. Lors de la construction de nouveaux postes, mais aussi lors de l'extension ou de la rénovation de postes existants, les investissements nécessaires sont prévus selon les principes suivants :

- Veiller à ce que les eaux de pluie qui aboutissent sur les installations (transformateurs) soient toujours évacuées sans aucune pollution (aux hydrocarbures).
- Réduire la surface imperméable. Pour ce faire, les chaussées sont construites avec des plaques de gravier renforcées et non plus avec de l'asphalte sur du béton. Dans le cas des chaussées existantes, les canaux de drainage sont évités et l'écoulement et l'infiltration naturels sont assurés le long de la route. Enfin, l'eau de pluie des toits est collectée pour être réutilisée (assainissement) et le trop-plein est infiltré sur les terrains de l'entreprise.



1.5.3.4. Politique de conservation de la nature

OISEAUX

Les lignes aériennes constituent un obstacle dangereux pour les oiseaux. Ils s'aperçoivent parfois trop tard de cette ligne aérienne, avec le risque de voler dedans. À la demande d'Elia, Natagora et Natuurpunt ont réalisé une étude sur les lignes aériennes les plus dangereuses pour les oiseaux. Au total, 325 km sur les 8781 km, soit 5,8 % de la ligne aérienne, représentent un risque élevé pour les oiseaux. En plaçant des balises sur les lignes aériennes, celles-ci deviennent visibles et donc plus sûres pour les oiseaux. Ces dernières années, Elia a déjà balisé 50 km. Dans les années à venir, Elia poursuivra ses efforts pour baliser le plus de lignes dangereuses possible.

Lors de la construction d'une nouvelle ligne aérienne, la carte est un instrument de planification pour Elia et sert également d'outil aux autorités afin d'évaluer l'impact de nouvelles lignes aériennes sur les oiseaux. Les zones rouges sont à éviter pour la construction de nouvelles lignes électriques aériennes. Si des lignes aériennes doivent être construites dans ces zones, il faut au moins prévoir des mesures d'atténuation, comme l'installation de balises. Grâce à ces marquages sur les câbles, les lignes aériennes deviennent plus visibles pour les oiseaux et le risque d'approche est considérablement réduit.

BALISAGE	2017	2018	2019	2020	2021
Lignes équipées (km)	13,62	26,24	37,59	43,74	53,74

GESTION DE LA VERDURE

Afin d'éviter les risques de sécurité liés aux chutes d'arbres ou aux courts-circuits, aucun arbre ne doit pousser à proximité des lignes à haute tension. Jusqu'à récemment, la gestion régulière consistait à dégager une bande sous les lignes de végétation montante tous les 5 à 8 ans. Dans le cadre de la nouvelle approche, tant pour les lignes à haute tension existantes que pour les nouvelles, on examine, toujours sur la base du tracé (planifié), si, dans les zones forestières, les zones naturelles et éventuellement même sous les pieds des pylônes dans les zones agricoles, le couloir traversé par la ligne et qui doit normalement être maintenu sans végétation verticale, peut néanmoins être aménagé avec une valeur ajoutée pour la nature dans la région en introduisant une végétation stable, et ce selon les principes du projet Life Elia. Cette nouvelle approche est non seulement meilleure pour la biodiversité, mais à long terme, elle permettra également de réduire les coûts de maintenance du réseau.

CORRIDOR	2017	2018	2019	2020	2021
Géré écologiquement (ha)	430	552	662	703	732

GESTION DE L'ENVIRONNEMENT MARIN

Lors de la conception et de la construction des infrastructures de transport en mer, diverses mesures sont prises pour minimiser l'impact sur l'écosystème marin. Pendant le battage des fondations sur pieux, par exemple, diverses mesures sont prises pour réduire le niveau de bruit produit (par exemple, la technique GABC, qui est une sorte de rideau de bulles) et pour minimiser la probabilité d'effets sur les poissons et les mammifères marins (pingers et procédure de démarrage en douceur pour chasser les mammifères marins de la zone d'impact élevé, surveillance des mammifères marins).

La présence d'habitats précieux, notamment de bancs de gravier, est également prise en compte lors de la sélection des sites potentiels pour les nouvelles sous-stations et les nouveaux câbles offshore. Les emplacements sont choisis de manière à éviter la perte directe d'habitat de ces lits de gravier.

Comme les infrastructures terrestres, les infrastructures offshore sont développées de manière à ce que la capacité soit utilisée de manière efficace et maximale. Cela signifie qu'il faut construire le moins d'infrastructure possible, sans perdre de vue l'avenir et les évolutions ultérieures.

En outre, les projets futurs ne se contenteront pas d'atténuer les effets négatifs, mais examineront également dans quelle mesure les effets positifs peuvent être davantage stimulés, notamment par l'application de conceptions intégrant la nature (NID - Nature Inclusive Designs). Ces NID peuvent consister en une organisation intelligente de la protection contre l'érosion et des dépôts de pierres de rupture, en l'installation de structures qui imitent autant que possible le substrat naturel, en des structures plus petites qui offrent une plus grande complexité d'habitat… Les NID qui sont souhaitables et applicables dans le cadre de chaque projet distinct et en fonction des habitats de la mer du Nord belge font l'objet de recherches supplémentaires. Il s'agit également d'une occasion unique de renforcer les connaissances des parties prenantes et des scientifiques de la mer du Nord.

2 Outlook



2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport

2.2 Un système énergétique intégré

2.3 La technologie dans la transition énergétique



2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport

L'objectif des scénarios à long terme n'est pas de prédire l'avenir, mais de permettre une évaluation transparente de l'impact des choix politiques, des tendances macroéconomiques, des développements technologiques, etc. sur les besoins de développement du réseau dans différentes circonstances.

Afin d'illustrer l'influence de ces paramètres sur les besoins de développement du réseau, plusieurs scénarios ont été élaborés. Ils sont très différents les uns des autres afin de refléter les diverses perspectives d'avenir. Elia n'est pas en mesure d'indiquer quel scénario est le plus souhaitable ou le plus probable. Lorsque les scénarios ont été élaborés par Elia, le coût total du système n'a pas été pris en compte. Les choix en matière de transition énergétique sont faits par les instances publiques concernées. Elia plaide donc pour que les instances publiques développent une politique énergétique basée sur une vision à long terme. En utilisant divers scénarios, il est possible de définir un éventail de situations permettant de concevoir une infrastructure de réseau qui apporte une réponse robuste aux besoins découlant de tous ces scénarios.

2.1.1. CADRE POUR LA CRÉATION DE SCÉNARIOS

Le Plan de développement et les scénarios correspondants doivent être élaborés sur la base de l'étude prospective la plus récente de la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan. En décembre 2019, il a été publié sous la forme d'un rapport de suivi. Le fait qu'une étude prospective plus récente n'ait pas été publiée est considéré comme une justification appropriée pour prendre en compte dans le présent Plan de développement le dernier rapport de suivi, publié en décembre 2021 par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan [FOD-2].



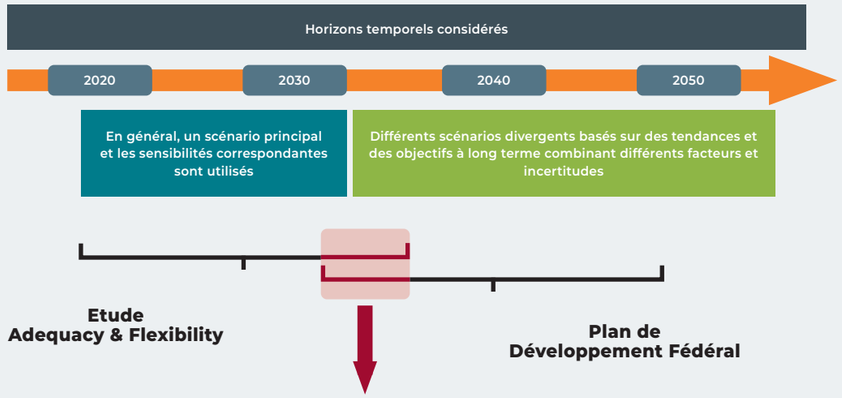
Après discussion au sein du comité de collaboration et suite aux réactions des parties prenantes, il a été décidé d'utiliser les scénarios TYNDP (qui sont produits tous les deux ans au niveau européen par le biais d'un vaste processus de consultation) comme base initiale pour l'élaboration des scénarios utilisés dans ce plan de développement. Cette base est ensuite affinée. Tout d'abord, on tient compte des informations récentes disponibles provenant, par exemple, d'études nationales et de nouvelles stratégies européennes qui ont un impact sur le système électrique. Deuxièmement, plusieurs améliorations ont été apportées pour la création, la simulation et l'évaluation des scénarios. Enfin, et en complément des processus précédents, la « Task Force Scenarios » a été mise en place par Elia en 2021 en tant qu'organe consultatif pour le développement de scénarios à long terme. L'un des résultats de cette « Task Force Scenarios » est la description qualitative et quantitative des scénarios utilisés dans ce PDF [ELI-1]. Ce dernier point est examiné plus en détail au paragraphe 2.1.1.2.

2.1.1.1. Horizons temporels étudiés et lien avec d'autres études menées par Elia

Ce plan de développement contient un aperçu de tous les projets à réaliser au cours des dix prochaines années. Comme ces projets ont une durée de vie qui dépasse largement cet horizon, il est nécessaire d'évaluer leur impact à plus long terme. À cette fin, des scénarios à long terme ont été élaborés avec une portée de 30 ans dans le futur. Des simulations de marché détaillées visant à quantifier ces impacts ont ensuite été réalisées pour les horizons 2030, 2035 et 2040.

Il est important de noter que les storylines élaborées et utilisées dans ce plan de développement sont compatibles avec les scénarios utilisés dans les études relatives à la sécurité d'approvisionnement. Ces dernières comprennent généralement un horizon qui se projette sur les dix prochaines années.

HORIZONS TEMPORELS CONSIDÉRÉS



Le point de départ est le scénario de référence utilisé et consulté dans l'étude Adequacy & Flexibility. Cela correspond au scénario 'Established Policies' (avant le paquet FitFor55 et les annonces récentes)*.

**Pour la Belgique, la nouvelle expansion de la capacité éolienne en mer dans la ZEE belge, qui atteint 5,8 GW, a été prise en compte dans le scénario 'Established Policies'.*

2.1.1.2. Impliquer les parties prenantes par le biais de la « Task Force Scenarios »

Afin de renforcer l'implication des parties prenantes dans l'élaboration des scénarios, mais aussi d'accroître leur transparence et leur qualité, la « Task Force Scenarios » a été mise en place par Elia en 2021. Cette Task Force fonctionne comme un organe consultatif pour le développement de scénarios à utiliser dans les analyses du système électrique. Une valeur ajoutée importante de ce processus est la co-création de storylines avec les différentes parties prenantes. Elles ont donc été activement sollicitées pour apporter du matériel afin d'alimenter les discussions. Ces discussions permettent d'accroître la transparence du processus d'élaboration des scénarios et de faire en sorte que les parties prenantes aient un impact plus important à la fois sur la création de scénarios à long terme et sur la hiérarchisation des différents sujets d'étude liés à ces scénarios. Les storylines élaborées par la Task Force Scenarios contiennent des informations qualitatives et quantitatives dans le domaine de l'offre et de la demande d'électricité, qui sont ensuite utilisées pour réaliser des études à long terme du système électrique.

Les documents échangés entre les parties prenantes, les consultations publiques, les résultats et les présentations des ateliers organisés en 2021 sont disponibles à l'adresse suivante : https://www.elia.be/nl/users-group/werkgroep-belgian-grid/task-force-scenarios. À la suite d'un processus intensif de consultation et de cocréation, Elia a publié le premier rapport intitulé « **Belgian Electricity Scenario Report** » au début de 2022 [ELI-2]. Les scénarios décrits dans ce rapport constituent donc la base directe des scénarios utilisés dans le Plan de Développement fédéral.

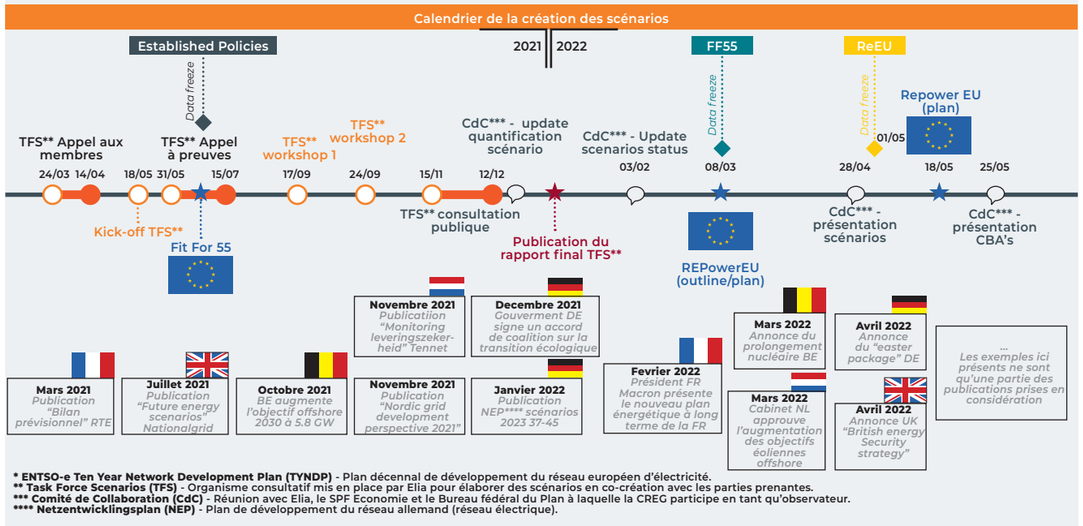
2.1.1.3. Calendrier d'élaboration des scénarios

L'élaboration de scénarios est un processus de longue haleine qui nécessite de recueillir les contributions des parties prenantes, des études européennes, des études nationales et des annonces des autorités. La Figure 2.1 donne un aperçu du calendrier d'élaboration des scénarios. Il est également intéressant de noter que la collecte de données du TYNDP 2022 a eu lieu avant la publication du paquet Fit For 55 de la Commission européenne. C'est pourquoi, suite aux réactions des parties prenantes au sein de la Task Force Scenarios, un « scénario FitFor55 » spécifique a été créé. Après la publication du plan REPowerEU (voir paragraphe 1.2.2.3), Elia a pris l'initiative d'ajouter un scénario supplémentaire au plan intitulé « ReEU ». Pour ce scénario, les données d'entrée n'ont été gelées que début mai 2022, ce qui en fait le seul scénario à l'horizon 2030 qui inclut la prolongation du nucléaire annoncée par les autorités belges en mars 2022. Les parties prenantes ont été régulièrement contactées au cours du processus d'élaboration des scénarios. Ils ont non seulement été informés des scénarios élaborés par Elia, mais un cadre de scénarios a également été élaboré de manière transparente avec eux.

2.1.1.4. Disclaimer

Elia tient à souligner que les conclusions du présent plan de développement sont indissociables des hypothèses choisies et ne peut garantir que ces hypothèses se réaliseront car ces questions évoluent en dehors de la responsabilité du gestionnaire de réseau. Les choix politiques en matière de transition énergétique sont faits par les instances publiques concernées.

FIGURE 2.1 : CALENDRIER GÉNÉRAL D'ÉLABORATION DES SCÉNARIOS



*** ENTSO-e Ten Year Network Development Plan (TYNDP)** - Plan décennal de développement du réseau européen d'électricité.
**** Task Force Scenarios (TFS)** - Organisme consultatif mis en place par Elia pour élaborer des scénarios en co-création avec les parties prenantes.
***** Comité de Collaboration (CdC)** - Réunion avec Elia, le SPF Economie et le Bureau fédéral du Plan à laquelle la CREG participe en tant qu'observateur.
****** Netzentwicklingsplan (NEP)** - Plan de développement du réseau allemand (réseau électrique).

2.1.2. SCÉNARIOS TYNDP ET MISES À JOUR NÉCESSAIRES

Les scénarios TYNDP sont l'une des principales sources utilisées pour quantifier les scénarios. Ceux-ci sont préparés conjointement par ENTSO-E et ENTSO-G pour les plans TYNDP respectifs qui doivent être élaborés au niveau européen. Le niveau de détail et la portée géographique correspondent à la granularité requise utilisée par Elia dans sa modélisation. Malgré la qualité des données fournies par les scénarios TYNDP, ce paragraphe cite plusieurs raisons d'améliorer les storylines des scénarios, les données sous-jacentes et les aspects de la modélisation utilisés pour simuler le marché de l'électricité.

2.1.2.1. Aperçu des scénarios TYDNP 2022

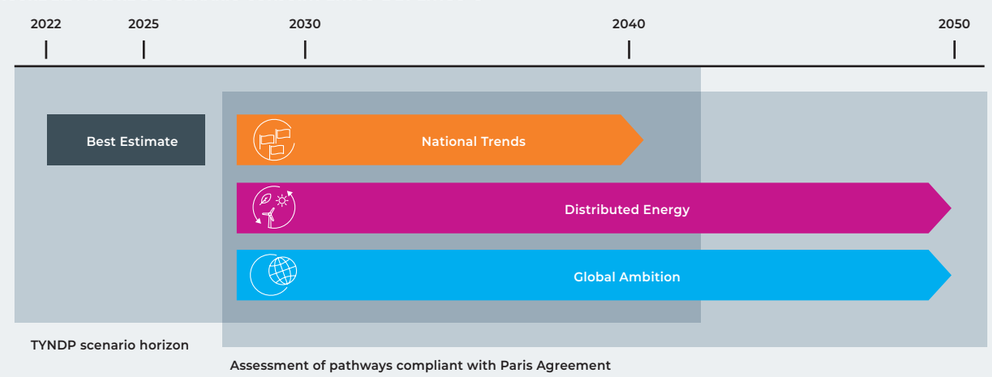
Le « Ten Year Network Development Plan » (TYNDP) est préparé par ENTSO-E tous les deux ans. Dans le cadre du TYNDP, ENTSO-E et ENTSO-G élaborent des scénarios à long terme avec les parties prenantes. Ces scénarios sont utilisés pour évaluer les besoins en infrastructures dans le futur. Les scénarios les plus récents sont ceux du TYNDP 2022 et sont accessibles via le lien ci-dessous :

TYNDP 2022 Scenario Report – Introduction and Executive Summary (entsos-tyndp-scenarios.eu)

Les scénarios TYNDP sont quantifiés à partir de 2030 avec un scénario « Bottom-Up » appelé « National Trends » et deux scénarios « Top-Down » appelés « Distributed Energy » et « Global Ambition ». Avant 2030, un scénario Best Estimate est utilisé. Ceux-ci sont illustrés visuellement dans la Figure 2.2 :

- Le scénario **National Trends** est conforme, au moment de la collecte de données par ENTSO-E, aux dernières politiques nationales en matière d'énergie et de climat (PNEC, stratégies nationales à long terme, etc.) dérivées des objectifs européens. La quantification des National Trends est effectuée à partir de 2030 et jusqu'en 2040. Il s'agit d'un scénario bottom-up, ce qui signifie que les données sont collectées par pays par les différents gestionnaires de réseau de transport.
- Les scénarios **Distributed Energy** (DE) et **Global Ambition** (GA) sont tous deux des scénarios top-down[1] qui permettent de réduire les émissions d'au moins 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990 et d'atteindre la neutralité climatique en 2050. Ces objectifs sont également inclus dans la loi européenne sur le changement climatique[2]. Les deux scénarios ont été quantifiés sur une base nationale jusqu'en 2040 et au niveau de l'UE-27 pour 2050. Ces storylines ont été créées grâce à un engagement important des parties prenantes et à des consultations publiques.

FIGURE 2.2 : CADRE DE SCENARIO CONJOINT ENTSO-E ET ENTSO-G



Il est également important de noter que le processus d'élaboration du scénario TYNDP a commencé avant la publication du paquet « Fit For 55 » proposé par la CE, mais aussi avant l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Celles-ci ont entraîné des changements majeurs dans les ambitions européennes et nationales de différents pays. Ces aspects n'ont pas pu être (entièrement) pris en compte dans le TYNDP. Ceci est clairement indiqué dans le disclaimer d'ENTSO-E et d'ENTSO-G lors de la publication des ensembles de données du scénario définitif.

1 Dans ce contexte, « top-down » signifie que les objectifs finaux sont fixés à un certain horizon et que la quantification du scénario doit s'y conformer. Ce n'est pas le cas dans un scénario bottom-up.

2 Règlement (UE) 2021/1119 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les Règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 (« loi européenne sur le climat »), JO L 243/1, 9.7.2021.

Disclaimer prévu pour les scénarios TYNDP2022:

"In a rapidly changing energy landscape and impacts due to geopolitical influences, the energy policies of the EU and many Member States are continuously developing.

The invasion of Ukraine by Russia on 24 February 2022 has led to a major overhaul of energy policy objectives in terms of energy security and diversification of supply that the TYNDP 2022 scenarios do not currently reflect.

ENTSO-E and ENTSO-G would like to explain that due to these recent events affecting the energy supply in Europe, some assumptions used in this report regarding gas supply may be impacted for the short and longer terms.

ENTSO-E and ENTSOG are committed to developing TYNDP scenario's that will support the European Union plans for energy infrastructure and to achieve the objectives of the EU Green Deal as well as the Paris Agreement, and to ensure a fair, affordable and secure transition towards a clean and decarbonised energy system. The TYNDP 2022 scenarios were developed over the last two years on this basis, and with extensive stakeholder engagement.

As for every TYNDP, the assessment of the EU's dependence on the main gas supply sources and impact on the infrastructure will continue in TYNDP 2022 and is planned to be published at the end of the 2022."

2.1.2.2. Améliorations concernant la quantification des données d'entrée

Comme le montre la Figure 2.1: Calendrier général d'élaboration des scénarios, de nombreux changements dans les plans nationaux et européens ont été annoncés depuis la collecte des données du TYNDP 2022. En outre, plusieurs nouvelles études nationales ont été publiées, qui jettent un regard plus récent sur l'avenir. Elia a reçu un feed-back lors de la consultation publique pour le « Belgian Electricity Scenario Report » [ELI-9], selon lequel les scénarios doivent être adaptés/corrigés sur la base des évolutions les plus récentes. Les scénarios élaborés par Elia ont donc également tenu compte de ces nouvelles informations de la meilleure façon possible. Par exemple, le scénario « FF55 » inclut l'ambition du gouvernement allemand d'installer 200 GW de panneaux solaires d'ici à 2030, tandis que le scénario « ReEU » a pris en compte une capacité éolienne offshore de 21 GW aux Pays-Bas. Comme pour toute étude, il est possible qu'au moment de la publication de ce plan de développement, des évolutions indépendantes de la volonté d'Elia entraîneront certains changements dans le paysage énergétique qui n'ont pas été explicitement pris en compte dans les scénarios. Cependant, en utilisant une variété de storylines, il est possible de parvenir via leur analyse à une décision aussi robuste que possible dans un avenir incertain.

2.1.2.3. Amélioration de la modélisation du marché de l'électricité

Dans les sections précédentes, les améliorations des données qui sous-tendent les scénarios ont déjà été expliquées. Depuis le précédent plan de développement, des améliorations significatives ont également été apportées aux techniques de modélisation utilisées par Elia grâce à des efforts continus. Un bref aperçu des principales améliorations et de la manière dont elles diffèrent du TYNDP 2022 est présenté dans la Figure 2.3: Certaines des améliorations méthodologiques par rapport au TYNDP.

FIGURE 2.3 : CERTAINES DES AMÉLIORATIONS MÉTHODOLOGIQUES PAR RAPPORT AU TYNDP

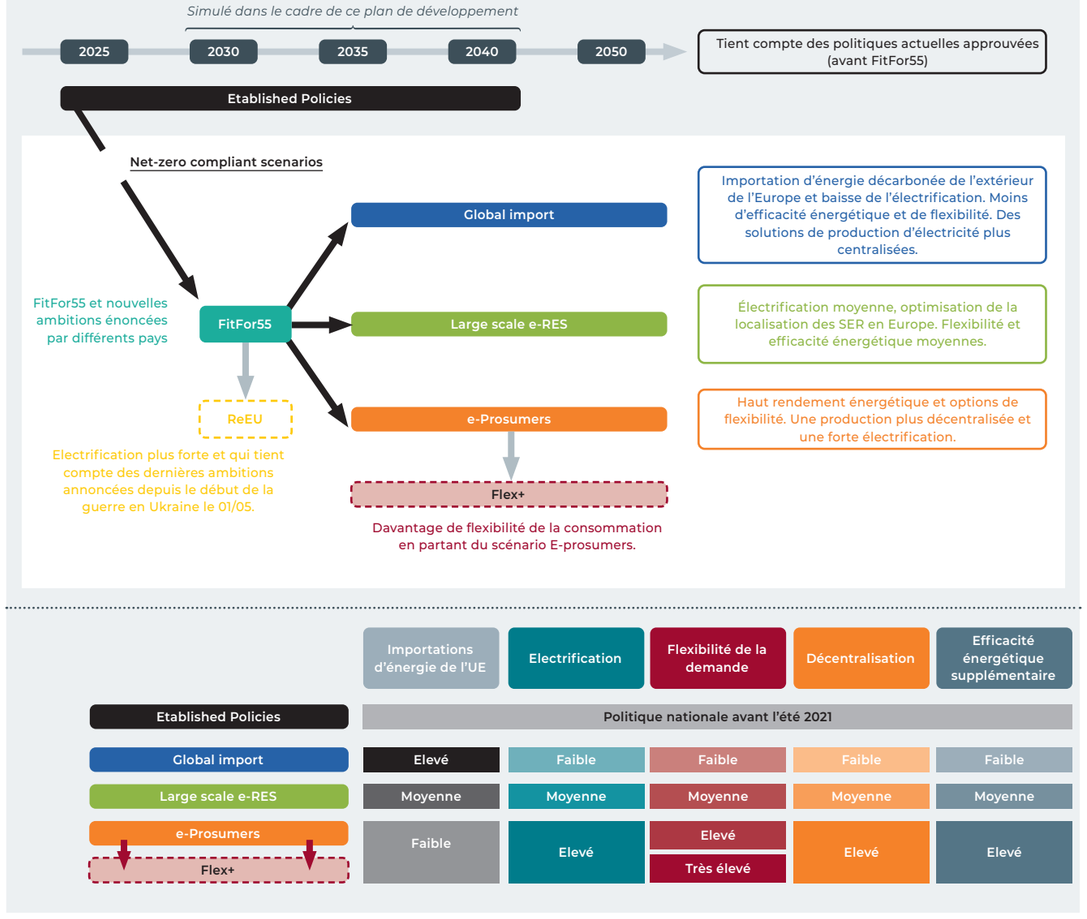
TYNDP 2022	Ce plan de développement
Données d'entrée récoltées **il y a 1 an**	**Prise en compte des dernières informations disponibles***
3 années climatiques historiques	**200 années climatiques prévisionnelles** (+ clustering)
Modélisation zonale **basée sur les NTC**	Modélisation **flow-based** avec les règles **CEP**
3 scénarios détaillées pour **2030 & 2040**	**3** pour **2030** et **4** pour **2035 & 2040** (+1 sensitivité)
Processus de consultation au **niveau de l'UE**	Résultats de la consultation de l'UE complétés par une consultation **au niveau BE**
...	...

* Dans la mesure où elles étaient disponibles au moment où les données d'entrée ont été gelées

2.1.3. STORYLINES

L'un des résultats de la Task Force Scenarios est la définition d'un cadre pour les storylines. Suite à un « call for evidence », tous les scénarios (sauf « ReEU ») ont été définis. Après la publication du plan REPowerEU par la Commission européenne, un scénario supplémentaire (« ReEU ») a été élaboré par Elia. La Figure 2.4 donne un aperçu du cadre de scénario utilisé dans le PDF. Il est important de noter que dans le cadre du PDF, les simulations du marché de l'électricité n'ont été réalisées que pour les années 2030, 2035 et 2040. Enfin, un résumé de chacune des storylines est donné.

FIGURE 2.4 : COMPOSITION DU CADRE DE SCÉNARIO TEL QU'IL A ÉTÉ DÉVELOPPÉ DANS LE CONTEXTE DU PRÉSENT PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL



AVANT 2030

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Le scénario EP propose un avenir dans lequel les plans nationaux pour l'énergie et le climat publiés jusqu'en 2020 sont principalement suivis, complétés par les ambitions annoncées avant la publication du paquet « Fit For 55 ».

Ce scénario suit la storyline des « National Trends ». Les choix politiques attendus et connus de chaque pays, tels que proposés dans les plans nationaux pour l'énergie et le climat, y sont suivis. Les mises à jour de ces plans ont été intégrées dans ce scénario dans la mesure où elles sont antérieures à la mise en œuvre des objectifs « Fit For 55 ». Une approche similaire a également été utilisée dans le cadre de l'étude « Adequacy & Flexibility » d'Elia publiée en juin 2021 [ELI-1]. Pour la Belgique, les objectifs plus élevés annoncés récemment pour l'éolien offshore ont été pris en compte.

FITFOR55 [FF55]

Le scénario FF55 propose un avenir dans lequel une réduction de 55 % du CO_2 est atteinte d'ici 2030 grâce, entre autres, à une électrification accélérée, à une efficacité énergétique accrue et à un déploiement plus rapide des SER, comme dans le paquet « Fit For 55 » récemment annoncé.

La Commission européenne a proposé le paquet « Fit for 55 » en juillet 2021. Ce paquet contient un grand nombre de propositions et de mesures politiques. En outre, des plans de relance européens ont été mis en place, et pourraient également avoir un impact sur l'offre et la demande d'énergie en Europe. Partant des « Established Policies », ce scénario a intégré les objectifs climatiques plus ambitieux du paquet « Fit For 55 » avec un impact sur l'offre et la demande d'énergie. Le scénario dit « MIX », développé par la Commission européenne comme une voie possible pour atteindre les objectifs « Fit For 55 », a été pris comme base ici et complété par des études, rapports et ambitions nationaux avant l'annonce du paquet « Repower Europe ». Toutefois, l'approbation concrète et la traduction ultérieure de ce paquet en plans nationaux pour l'énergie et le climat ne sont pas encore achevées. Comme l'ont suggéré les parties prenantes lors de la consultation publique de la Task Force Scenarios, des études et annonces publiées plus récemment ont également été prises en compte.

REPOWEREU [REEU]

Le scénario ReEU propose un avenir dans lequel les mesures annoncées depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie deviennent réalité, l'accent étant mis sur l'abandon progressif du gaz fossile au profit d'une électrification plus rapide, de l'efficacité énergétique, du déploiement accéléré des SER et de la production de molécules vertes.

Depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 et le changement de situation géopolitique qui s'en est suivi en Europe, le paysage énergétique et ses stratégies futures ont radicalement changé. Afin d'en évaluer au mieux l'impact potentiel sur le plan de développement, Elia a créé le scénario « ReEU », en plus des scénarios résultant de la « Task Force Scenarios ». Compte tenu du calendrier du plan de développement, un arrêt a dû être imposé au changement d'hypothèses début mai 2022[3]. Ce scénario est également le seul en 2030 où l'intention annoncée par les autorités belges de prolonger l'exploitation de 2 GW du parc nucléaire belge (mars 2022) est prise en compte.

Comme mentionné ci-dessus, l'intention de prolongation de l'exploitation de 2 GW du parc nucléaire belge est uniquement prise en compte dans le scénario « REPowerEU ». À l'époque de cette déclaration d'intention, les scénarios étaient en phase de finalisation, ce qui ne permettait pas de déjà la reprendre dans tous les scénarios.

L'ajout du scénario « REPowerEU » a toutefois permis de rendre la répartition entre les différents scénarios assez grande pour prendre des décisions solides dans le cadre de ce plan de développement.

3 Cela signifie qu'à ce moment-là, les objectifs finaux tels que communiqués dans la publication finale du plan REPowerEU le 18/05/2022 n'étaient pas encore connus.

APRÈS 2030

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Le scénario EP propose un avenir dans lequel les plans nationaux pour l'énergie et le climat publiés jusqu'en 2020 sont principalement suivis, complétés par les ambitions annoncées avant la publication du paquet « Fit For 55 ».

Ce scénario suit la storyline des « National Trends ». Les choix politiques attendus et connus de chaque pays, tels que proposés dans les plans nationaux pour l'énergie et le climat, y sont suivis. Les mises à jour de ces plans ont été intégrées dans ce scénario dans la mesure où elles sont antérieures à la mise en œuvre des objectifs « Fit For 55 ». Une approche similaire a également été utilisée dans le cadre de l'étude « Adequacy & Flexibility » d'Elia publiée en juin 2021 [ELI-1]. Pour la Belgique, les objectifs plus élevés annoncés récemment pour l'éolien offshore ont été pris en compte. Comme aucune donnée n'est quantifiée pour 2035 dans le cadre du TYNDP 2022, les données pour cette année ont été préparées par Elia sur la base des données pour 2030 et 2040.

GLOBAL IMPORT [GI]

Le scénario GI propose un avenir dans lequel des ambitions moindres dans des domaines tels que l'électrification et l'efficacité énergétique sont compensées par la participation à un marché de l'énergie mondialisé, axé sur les importations européennes de molécules décarbonées pour atteindre les objectifs climatiques.

Ce scénario est basé sur la storyline « Global Ambition » de TYNDP 2022. Ce scénario met l'accent sur des solutions centralisées pour faciliter la transition énergétique. Suite au feed-back des participants à la Task Force Scenarios dans le cadre de l'autosuffisance énergétique européenne, ce scénario met l'accent sur l'importation de grandes quantités d'énergie décarbonée en provenance de l'extérieur de l'Europe. Suivant le « Global Ambition » TYNDP 2022, par rapport aux autres scénarios, l'accent est mis ici davantage sur l'utilisation de molécules (vertes) que sur l'électrification, et les améliorations en matière d'efficacité énergétique sont moins prononcées dans ce scénario.

E-PROSUMERS [EPROS]

Le scénario ePros propose un avenir dans lequel l'Europe atteint ses objectifs climatiques de manière plus autonome, grâce à une très forte croissance de l'électrification, de l'efficacité énergétique, de la flexibilité et des sources d'énergie décentralisées.

Ce scénario est basé sur la storyline « Distributed Energy » de TYNDP 2022. Il met l'accent sur une forte électrification des transports, de la chaleur et de l'industrie et sur des solutions énergétiques décentralisées, associées à une augmentation de l'efficacité de la demande d'énergie finale. L'accent est également mis sur la flexibilité du côté de la demande. Suite au feed-back des participants à la Task Force Scenarios dans le cadre de l'autosuffisance énergétique européenne, ce scénario met l'accent sur les mesures visant à rendre l'Europe plus autosuffisante.

LARGE SCALE E-RES [LSERES]

Le scénario LSeRES propose un avenir qui se situe entre les scénarios ePros et GI en termes de demande énergétique, ce qui, combiné à une localisation optimisée des sources d'énergie renouvelables et à une flexibilité accrue, permettra d'atteindre les objectifs climatiques européens.

Ce tout nouveau scénario tente de trouver un juste milieu entre les scénarios « Global Import » et « e-Prosumers » en termes de demande. Sans s'écarter des objectifs climatiques à long terme, on utilise ici une combinaison de SER centralisées (principalement offshore) et de solutions décentralisées, tandis que le degré d'électrification est plus élevé que dans le scénario « Global Ambition » TYNDP. La localisation des RES en Europe a été optimisée dans ce scénario.

FLEX+ [FLEX]

La sensibilité FLEX propose un avenir dans lequel, en plus du scénario ePros, il y a un engagement très fort en faveur d'une flexibilité supplémentaire pour tous les secteurs du système électrique sous forme de stockage et de gestion de la demande.

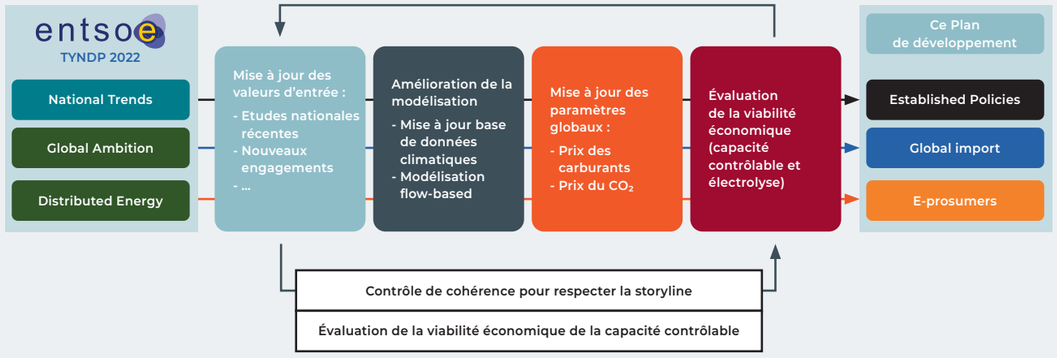
Cette sensibilité a été établie à partir du scénario « e-Prosumers », après quoi la flexibilité de la demande d'électricité a été portée à un niveau très élevé, mais toujours réalisable. Le volume de DSM et de stockage a entre autres été augmenté. En outre, on suppose qu'une plus grande partie de la flexibilité est optimisée dynamiquement sur le marché de l'électricité.

2.1.4. DES STORYLINES AUX SCÉNARIOS

Un scénario a été développé et quantifié pour chaque storyline et horizon temporel auquel il s'applique. Cette section donne un aperçu de ce processus.

Pour la période après 2030 :

FIGURE 2.5 : DES STORYLINES AUX SCÉNARIOS : « EP », « GI » ET « EPROS »



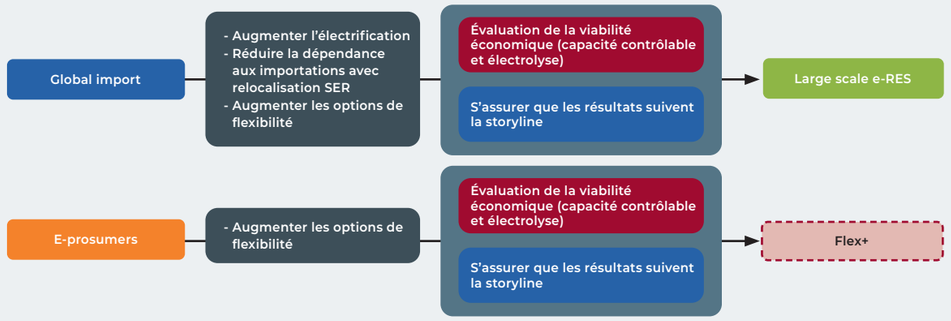
À partir des trois scénarios TYNDP, les scénarios « EP », « GI » et « ePros » sont élaborés. Ils passent tous par le même processus :

- Mise à jour des données d'entrée sur base des études récemment publiées et des objectifs nationaux
  - Pour le scénario « ePros », il a été choisi d'amener l'électrification à un point plus élevé que ce qui était proposé dans le scénario Distributed Energy. Les différentes études nationales ont notamment été prises en compte et le scénario le plus électrifié a été pris comme référence pour les hypothèses.
  - Pour le scénario « GI » : dans ce scénario, l'intérêt pour l'utilisation de molécules (vertes) est plus important et les différentes études nationales ont donc été prises en compte, avec le scénario le moins électrifié comme référence pour les hypothèses.
- Des améliorations de la modélisation du marché (base de données climatiques prospectives, modélisation basée sur les flux, etc.) sont mises en œuvre. Spécifiquement pour la charge, cela signifie que :
  - Les prix des carburants et du CO_2 (ETS) sont actualisés sur la base du « World Energy Outlook » 2021 [IEA-2].
  - Un contrôle de viabilité économique est effectué sur la production contrôlable d'électricité et sur le volume d'électrolyse. La condition préalable est que chaque pays reste dans les limites de sa norme de fiabilité, qu'un mécanisme ait été mis en place ou non pour s'en assurer.
  - Un « contrôle de cohérence » général est effectué pour vérifier si les résultats des simulations correspondent effectivement aux storylines. Par exemple, on vérifie si les objectifs en matière d'émissions de CO_2 sont atteints et/ou si la part des énergies renouvelables (SER) est dans la bonne fourchette.

Pour les scénarios « LSeRES » et « FLEX », les étapes spécifiques suivantes sont réalisées :

- « LSeRES » est un juste milieu entre les deux extrêmes (« ePros » et « GI ») en termes de demande énergétique finale. Le scénario se situe plutôt dans une position intermédiaire en termes de consommation finale d'électricité et de molécules (vertes). L'emplacement des SER est ajusté en Europe pour réduire sa dépendance à l'égard des importations (par exemple en choisissant des endroits où les SER ont un facteur de capacité élevé).
- Pour « FLEX », on part du scénario « ePros ». Les options de flexibilité (batteries, gestion de la demande, etc.) sont alors augmentées jusqu'à un niveau très élevé mais toujours réalisable.

FIGURE 2.6 : DES STORYLINES AUX SCÉNARIOS : « LSERES » ET « FLEX »

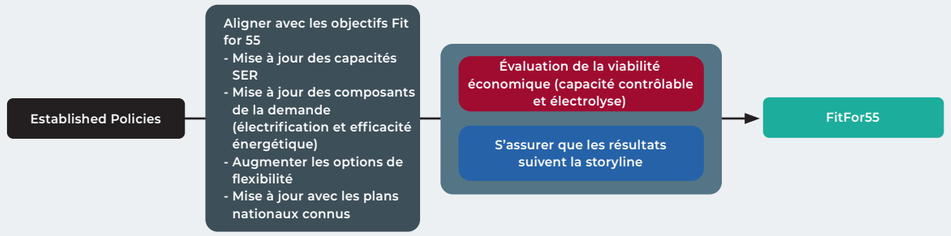


Pour 2030, les scénarios « FF55 » et « ReEU » ont été quantifiés en plus. Pour « FF55 », le scénario 2030 National Trends a été utilisé comme point de départ. Les plans nationaux pour l'énergie et le climat déjà existants, basés sur la directive REDII, ont servi de base à ce scénario « National Trends ». L'un des objectifs de cette directive est d'atteindre une part d'énergie renouvelable d'au moins 32 % d'ici 2030. En juillet 2021, la Commission européenne a proposé de réviser cet objectif pour le porter à 38-40 % d'ici à 2030 [EUC-6]. Les plans nationaux initiaux en matière d'énergie et de climat ne répondent pas à ce nouvel objectif. Par conséquent, pour que le scénario « National Trends » réponde aux objectifs « Fit For 55 », les étapes suivantes ont été réalisées :

- Les nouvelles ambitions nationales récemment annoncées (avant l'annonce de Repower Europe) sont prises en compte ;
- Les capacités au niveau des SER sont augmentées pour atteindre les objectifs en termes de part de RES-E ;
- Le degré d'électrification est augmenté afin d'atteindre les plages présupposées ;
- La quantité absolue d'options de flexibilité est augmentée pour refléter la plus grande pénétration de chauffage électrique et de mobilité ;
- Les autres étapes réalisées pour le scénario « EP » sont également effectuées ;
- Enfin, une vérification générale est effectuée pour s'assurer que le scénario répond aux objectifs « Fit For 55 » au niveau européen.

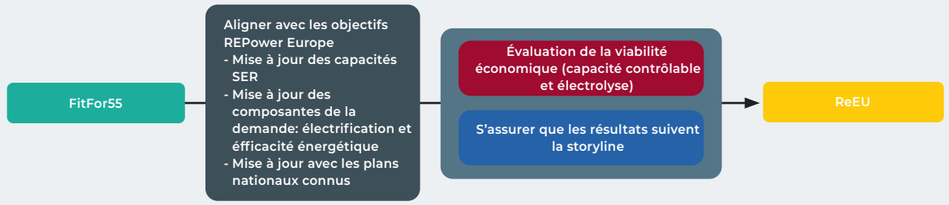
Ces étapes sont représentées schématiquement à la Figure 2.7.

FIGURE 2.7 : DES STORYLINES AUX SCÉNARIOS : « FF55 »



Le scénario « ReEU » a été élaboré selon une approche similaire, mais en partant de « FF55 ».

FIGURE 2.8 : DES STORYLINES AUX SCÉNARIOS : « REEU »



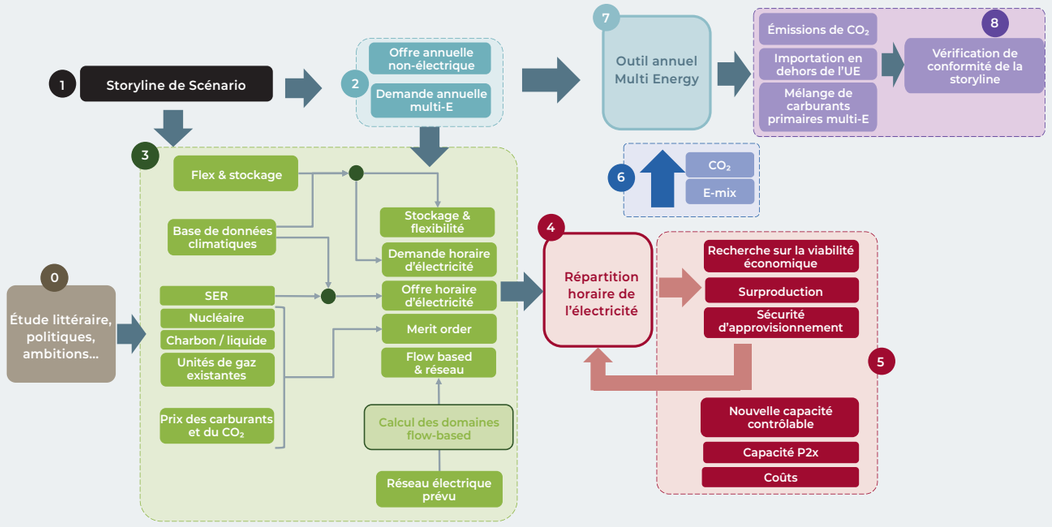
Pour certaines des données sous-jacentes aux scénarios, la quantification découle donc directement des trajectoires choisies. La demande d'électricité et le volume de l'éolien offshore en Belgique en sont des exemples. En outre, les prix des carburants et du CO_2 (ETS) sont également fixés à l'avance par scénario et par horizon temporel (voir paragraphe 2.1.6.4). D'autres éléments, tels que le volume total des sources thermiques contrôlables, ne sont connus qu'après quantification du scénario.

2.1.5. SIMULER LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

2.1.5.1. Processus général

La rédaction et la simulation d'un scénario nécessitent plusieurs étapes. La Figure 2.9 donne un aperçu schématique de chacune de ces étapes. Ci-après une brève description de ce processus.

FIGURE 2.9 : APERÇU SCHÉMATIQUE POUR LA RÉDACTION ET LA SIMULATION D'UN SCÉNARIO POUR LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE EUROPÉEN

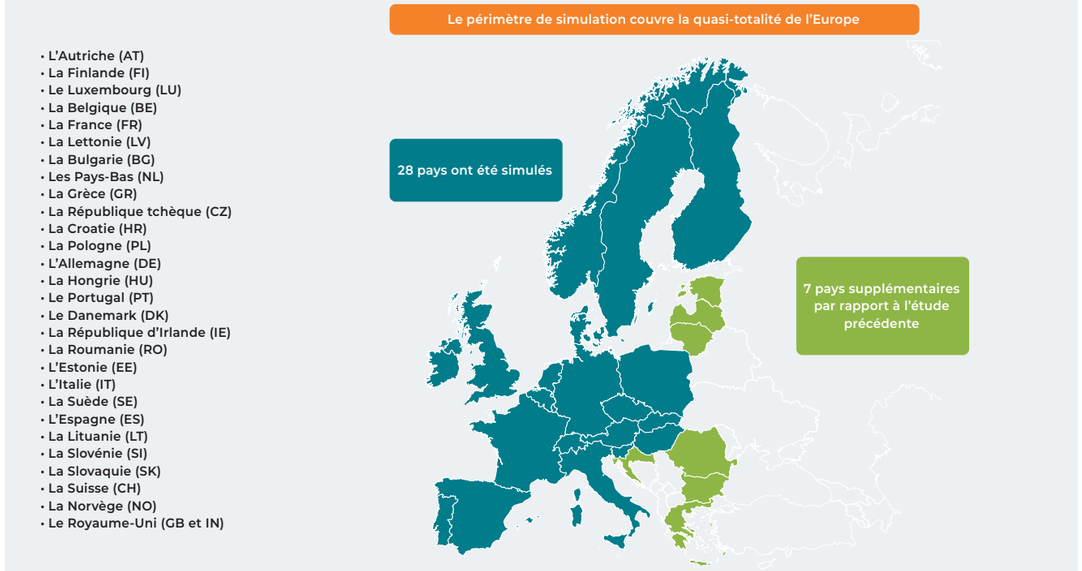


À partir d'une storyline (1), des vecteurs de demande multi-énergie et des vecteurs d'offre non-énergie sont établis annuellement pour chaque pays (2). Avec ces données, une étude documentaire est réalisée pour créer un modèle de marché initial (3). Ce modèle de marché contient des données sur les sources d'énergie, des hypothèses de prix et un réseau électrique prévu. Dans le cadre de ce plan de développement, une approche core flow-based a été utilisée. Des simulations de marché sont ensuite effectuées sur une base horaire sur ce modèle de marché (4). Sur la base des résultats, une economic viability loop est ensuite réalisée (5). Pour y parvenir, plusieurs itérations peuvent être nécessaires. Le mix énergétique et les émissions de CO_2 du système électrique résultant des simulations après convergence sont extraits (6) et, avec les vecteurs d'offre et de demande définis précédemment (3), introduits dans un outil multi-énergie annuel (7). Sur la base de cet outil, on peut alors déduire les émissions totales de CO_2, les importations d'énergie nécessaires en provenance de l'extérieur de l'Europe et le mix énergétique primaire (8). Ces dernières informations sont ensuite utilisées pour vérifier si la storyline initiale a été respectée.

2.1.5.2. Périmètre de simulation[4]

La Belgique étant au cœur du système électrique européen et compte tenu de son haut degré d'interconnexion, il est nécessaire de considérer une grande partie de l'Europe dans les analyses. En outre, la réalisation ou non des objectifs européens de décarbonisation ne peut être estimée avec précision que si l'on considère le système européen dans son ensemble. Vingt-huit pays ont été simulés dans ce plan de développement. Comme l'illustre la Figure 2.10, ce sont :

FIGURE 2.10 : PÉRIMÈTRE UTILISÉ POUR LES SIMULATIONS DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DANS CE PLAN DE DÉVELOPPEMENT



Étant donné la situation spécifique du marché avec plusieurs zones d'enchères (une zone à l'intérieur de laquelle les participants au marché peuvent échanger de l'énergie sans contraintes de capacité) dans les pays suivants : Italie, Danemark, Norvège et Suède, ces pays ont été modélisés en utilisant des nœuds de marché multiples. Ce type de modélisation est conforme à la définition actuelle d'une zone de marché et est par ailleurs identique à l'approche utilisée dans d'autres études par ENTSO-E.

2.1.5.3. Modèle de dispatch économique

Le simulateur de marché de l'électricité appelé ANTARES® a été utilisé pour effectuer les simulations horaires du marché de l'électricité dans ce plan de développement. ANTARES® a été développé par RTE en vue de réaliser des simulations à des fins économiques et d'estimer la sécurité d'approvisionnement. ANTARES® calcule le unit commitment[5] optimal et la répartition de la génération d'un point de vue économique, c'est-à-dire en minimisant le coût de génération du système tout en respectant les caractéristiques techniques de chaque unité de génération.

4 Le périmètre de simulation (28 pays simulés) prend en compte l'UE27 à l'exception de Chypre et de Malte et inclut la Norvège, le Royaume-Uni et la Suisse.

5 Unit Commitment : optimisation mathématique de l'utilisation de toutes les ressources de production pour répondre à la demande d'électricité.

2.1.6. QUANTIFICATION DES SCÉNARIOS

Après une définition des storylines, les scénarios ont été quantifiés. Dans les paragraphes suivants, les hypothèses utilisées pour la Belgique et l'Europe dans son ensemble sont examinées plus en détail. Étant donné la plus grande importance de certains pays dans ce plan de développement, des détails supplémentaires ont été ajoutés à ce document. Afin de fournir un point de référence pour ces chiffres quantifiés, des estimations des valeurs historiques des paramètres quantifiés ont également été fournies sur la base des dernières informations dont nous disposons. Enfin, un aperçu de certains paramètres et hypothèses globaux nécessaires pour effectuer les simulations, tels que les prix supposés du carburant et du CO_2, est donné.

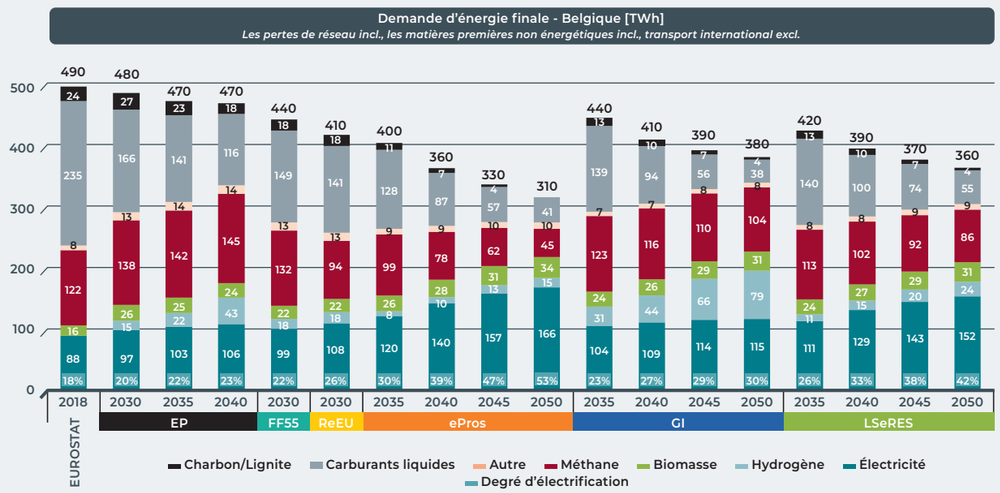
2.1.6.1. Hypothèses pour la Belgique

Vous trouverez ci-dessous les principales hypothèses pour la Belgique sur lesquelles se basent les scénarios du Plan de Développement fédéral. Pour chaque scénario, les hypothèses sur la demande d'énergie (électrique), la capacité installée d'énergie renouvelable, le parc de production thermique en Belgique, l'utilisation de la flexibilité (tant le déplacement de la consommation dans le temps que la réduction temporaire de la consommation) et les possibilités de stockage sont expliquées.

DEMANDE ÉNERGÉTIQUE FINALE

En 2018, les combustibles fossiles représentaient près de 75 % de la demande d'énergie finale en Belgique, tandis que l'électricité ne couvrait que 18 % de la demande, soit un peu moins que la moyenne européenne de 21 %. Dans les scénarios à long terme, la demande finale annuelle d'énergie est réduite de 23 % (« GI »), 42 % (« LSeRES ») et 53 % (« ePros ») en 2050 par rapport à 2018. En général, la Belgique atteint dans ces scénarios un degré d'électrification légèrement inférieur à la moyenne de l'UE (cf. §2.1.6.2), ce qui s'explique par la part importante de secteurs industriels plus difficiles à électrifier, tels que l'industrie chimique, l'industrie ferreuse et l'industrie des minéraux non métalliques. En outre, les matières premières non énergétiques (charges d'alimentation) pour le secteur chimique ont une importance relativement élevée en Belgique (18 % de la demande d'énergie finale totale contre 9 % pour l'UE27). Les valeurs indiquées ici excluent l'énergie pour le transport maritime international et l'aviation. Pour la Belgique, ce secteur représentait 21 % de la demande d'énergie finale en 2018.

FIGURE 2.11 : DEMANDE ÉNERGÉTIQUE FINALE EN BELGIQUE - Y COMPRIS LES PERTES SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET LES MATIÈRES PREMIÈRES NON ÉNERGÉTIQUES, À L'EXCLUSION DU TRANSPORT MARITIME ET AÉRIEN INTERNATIONAL. LE MÉTHANE PEUT ÊTRE FOSSILE, BIOLOGIQUE OU SYNTHÉTIQUE, LES LIQUIDES PEUVENT ÊTRE FOSSILES OU BIOLOGIQUES



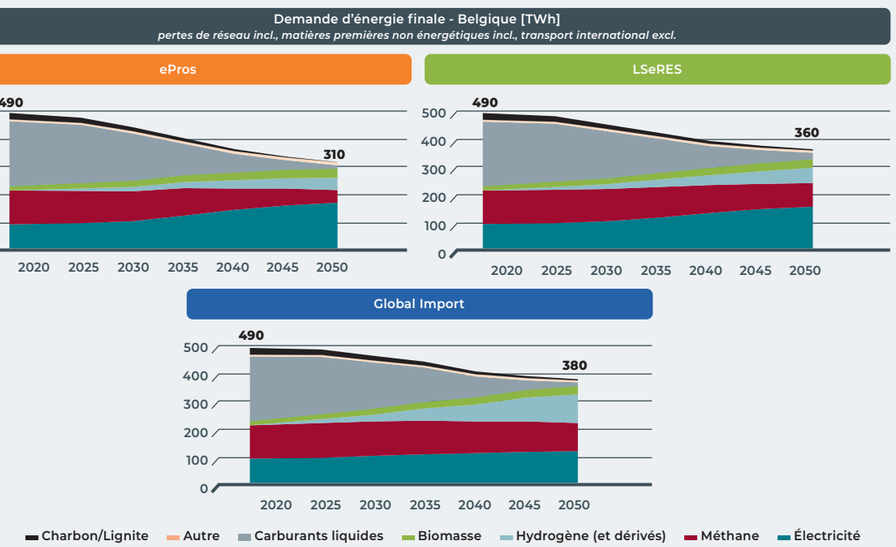
En ce qui concerne la demande d'énergie finale, différentes hypothèses sont formulées en matière d'électrification et d'efficacité énergétique pour chacun des trois scénarios à long terme qui visent la neutralité en CO_2.

Le Tableau 2.1 résume les principales hypothèses pour les trois scénarios descendants (top-down) du Plan de Développement fédéral à l'horizon 2050. La Figure 2.12 illustre la demande d'énergie finale résultante par vecteur d'énergie.

TABLEAU 2.1 : APERÇU DES PRINCIPALES HYPOTHÈSES CONCERNANT LA DEMANDE D'ÉNERGIE FINALE POUR LES SCÉNARIOS À LONG TERME DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

Scenario	Bâtiments	Transport	Industrie
E-Prosumers	• **Rénovations** à grande échelle, tant en termes d'intensité que de vitesse. • **Électrification maximale du chauffage** ➔ 90 % de part de marché pour les pompes à chaleur entièrement électriques.	• **Diminution de l'utilisation du transport routier** et passage à des modes actifs (vélo et marche) et aux transports publics. • **Électrification massive du transport routier,** y compris le transport de marchandises (camions) et les bus.	• **Augmentation de l'efficacité énergétique et de la circularité.** • **Électrification maximale** des processus de basse à moyenne température avec les technologies existantes et application des technologies émergentes pour la production de chaleur à haute température.
Large Scale E-RES	• **Efficacité énergétique moyenne** • **Électrification moyenne du chauffage** ➔ 70 % de part de marché pour les pompes à chaleur entièrement électriques.	• Plus d'utilisation **« Business As Usual »** des transports et transfert modal. • **Électrification complète du transport de passagers. Le transport lourd est modérément électrifié,** en privilégiant les molécules vertes comme les dérivés de l'hydrogène.	• **Efficacité énergétique et circularité moins élevées.** • **Électrification maximale des processus de basse à moyenne température** avec les technologies existantes et application des molécules vertes pour la production de chaleur à haute température.
Global Import	• **Les mesures de moindre efficacité énergétique** • Une attention accrue aux **molécules vertes** telles que le biométhane, l'hydrogène ou ses dérivés et les réseaux de chaleur. ➔ 40 % de part de marché pour les pompes à chaleur entièrement électriques.	• Plus d'utilisation **« Business As Usual »** des transports et transfert modal. • **Électrification moins rapide du transport de passagers. Le transport lourd est modérément électrifié,** en privilégiant les molécules vertes comme les dérivés de l'hydrogène.	• **Efficacité énergétique et circularité moins élevées.** • Uniquement électrification de chaleur à basse température, utilisation de **molécules vertes pour la chaleur à moyenne et haute température.**

FIGURE 2.12 : DEMANDE ÉNERGÉTIQUE FINALE EN BELGIQUE POUR LES TROIS SCÉNARIOS « NET-ZERO » - Y COMPRIS LES PERTES SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET LES MATIÈRES PREMIÈRES NON ÉNERGÉTIQUES, À L'EXCLUSION DU TRANSPORT MARITIME ET AÉRIEN INTERNATIONAL. LE MÉTHANE PEUT ÊTRE FOSSILE, BIOLOGIQUE OU SYNTHÉTIQUE, LES LIQUIDES PEUVENT ÊTRE FOSSILES OU BIOLOGIQUES



DEMANDE ÉLECTRIQUE DIRECTE

En termes de demande électrique directe (hors P2X), tous les scénarios montrent une nette augmentation vers 2030 et 2050.

Pour la période allant jusqu'à 2030, l'évolution dans le scénario « EP » est basée sur l'outil développé par Climact appelé BeCalc. Cet outil est mis à jour annuellement et permet de construire un scénario de consommation réelle d'électricité sur la base d'hypothèses transparentes sur les évolutions sociales et technologiques et d'une modélisation open-source. Il tient compte des taux de croissance basés sur les projections économiques du Bureau fédéral du Plan et de l'électrification supplémentaire basée sur le Plan national de l'Énergie et du Climat. La dernière projection prenant en compte les dernières prévisions économiques a été réalisée en septembre 2021, et ses résultats sont présentés ci-dessous. Pour une description complète de la méthodologie utilisée pour les projections Climact, voir le site web d'Elia [ELI-11].

Le scénario « FF55 » prend principalement en compte les ambitions accrues en termes d'énergies renouvelables pour le chauffage, le refroidissement et le transport, comme spécifié dans la directive RED II révisée [EUC-7]. L'augmentation du nombre de voitures électriques et de pompes à chaleur dans ce scénario accroît la demande d'électricité prévue d'environ 2 TWh en 2030 (par rapport au scénario « EP »).

Enfin, dans le scénario « ReEU », l'accent est nettement mis sur l'abandon progressif du gaz naturel, ce qui entraîne une évolution majeure vers l'électrification. Dans ces mesures, l'ambition accrue pour les pompes à chaleur (+2 TWh par rapport à « l'EP ») et l'augmentation de l'électrification dans l'industrie (+7 TWh par rapport à « l'EP ») ont notamment un impact sur la consommation électrique totale. Enfin, les décisions politiques les plus récentes (jusqu'au 01/05/2022) dans le domaine des transports, telles que la déduction fédérale des coûts uniquement pour les nouvelles voitures de société à Zéro Émission à partir de 2026 et l'annonce du gouvernement flamand concernant l'élimination progressive des moteurs à combustion interne à partir de 2029 [FEB-1], ont également été intégrées dans ce scénario. La prise en compte de ces mesures créera une demande supplémentaire d'électricité pour les transports (+2 TWh par rapport à « EP »).

Pour les scénarios FOP à long terme (horizon 2050), nous constatons une nouvelle augmentation avec des degrés différents selon le scénario. La Figure 2.13 et la Figure 2.14 illustrent les hypothèses retenues concernant l'électrification présumée des voitures particulières et pour le chauffage des bâtiments. Dans « ePros » et « LSeRES », on suppose que les voitures particulières seront entièrement électriques en 2050, alors que dans « GI », ce n'est pas (encore) le cas, avec une part de 70 %. Pour le transport de marchandises, cette part se situe entre 80 % (« ePros ») et 45 % (« GI »).

Dans le scénario « GI », les pompes à chaleur atteignent une part supposée de 40 %, dont la moitié est hybride. Dans le scénario « ePros », qui met l'accent sur une forte décentralisation et une électrification élevée, l'accent est mis sur l'électrification à grande échelle du côté du consommateur final sous la forme de pompes à chaleur électriques (principalement entièrement électriques), avec une part supposée de 90 %. Dans le « LSeRES », on suppose que les pompes à chaleur atteindront une part de 70 % d'ici 2050, dont les pompes à chaleur hybrides auront également une part importante.

FIGURE 2.13 : PART DES VOITURES ÉLECTRIQUES DANS LES VOITURES PARTICULIÈRES PAR SCÉNARIO

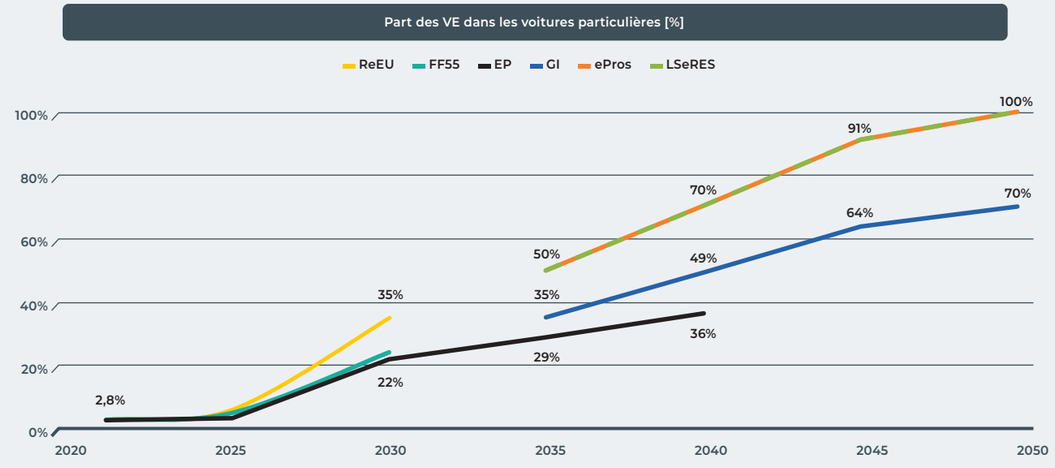
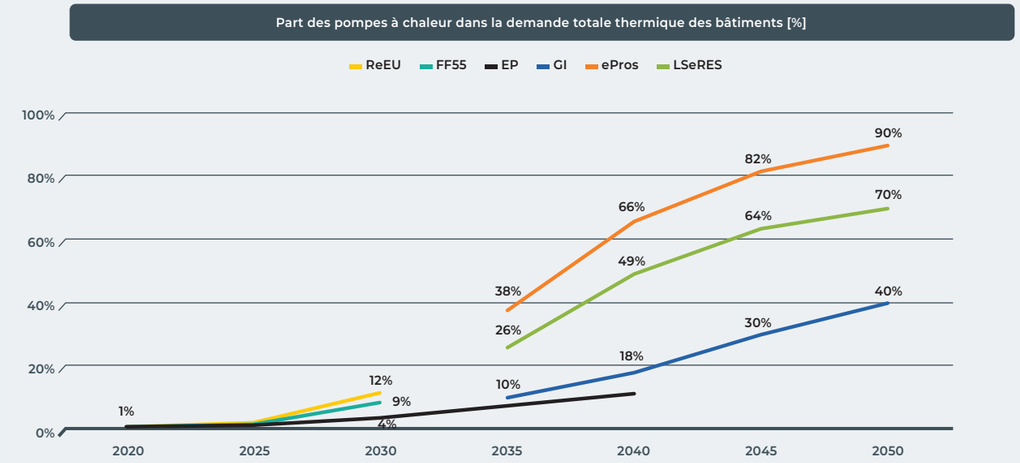


FIGURE 2.14 : PART DES POMPES À CHALEUR DANS LA DEMANDE TOTALE DE CHALEUR DES BÂTIMENTS [%]



Comme l'illustrent la Figure 2.15 et la Figure 2.16, il est clair que l'électrification des transports est l'un des principaux moteurs de la demande supplémentaire d'électricité d'ici 2050. En outre, l'électrification de l'industrie joue un rôle très important tandis que la consommation de pompes à chaleur, même dans le scénario « ePros » (avec une part de 90 %) n'a pas un impact majeur sur une base annuelle, étant donné l'efficacité énergétique fortement accrue (isolation des bâtiments, etc.). Cependant, la consommation naturelle des pompes à chaleur est généralement élevée en période de pénurie potentielle et peut donc poser problème.

Cette section ne prend en compte que l'électrification directe de la demande, c'est-à-dire que **l'électrification indirecte** (par exemple, la consommation d'électricité pour créer des molécules vertes) **n'est pas prise en compte ici et est un résultat du processus de simulation basé sur les hypothèses de capacité d'électrolyse**.

FIGURE 2.15 : ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ANNUELLE TOTALE D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE DANS LES SCÉNARIOS PDF EN TWH - Y COMPRIS LES PERTES SUR LE RÉSEAU, Y COMPRIS L'AUTOCONSOMMATION, HORS P2X. LES VALEURS SE RAPPORTENT À LA DEMANDE ÉLECTRIQUE NORMALISÉE SUR LA BASE DU CLIMAT HISTORIQUE

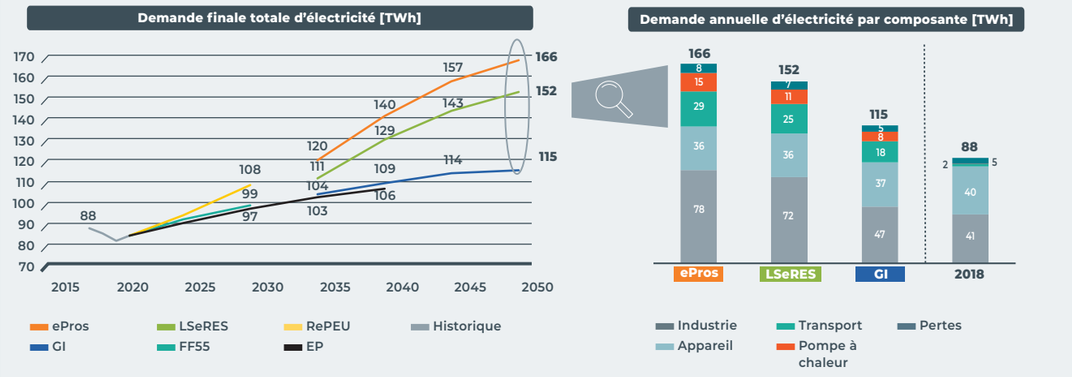
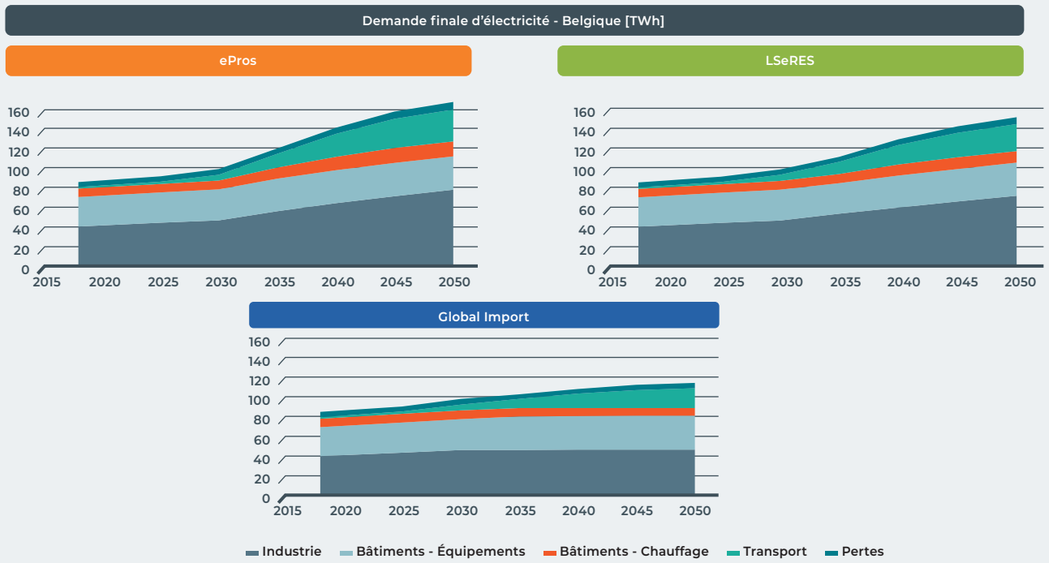


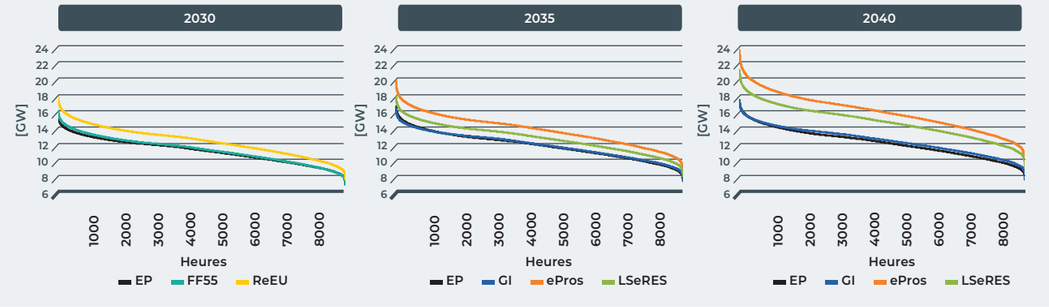
FIGURE 2.16 : ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ANNUELLE D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE DANS LES TROIS SCÉNARIOS FOP « NET-ZERO » EN TWH - Y COMPRIS LES PERTES, HORS P2X ET VALEURS LIÉES À LA DEMANDE ÉLECTRIQUE NORMALISÉE SUR LA BASE DU CLIMAT HISTORIQUE



La demande électrique totale en Belgique (hors P2X) passe d'environ 90 TWh en 2018 à, selon le scénario, 115 TWh (« GI ») à 166 TWh (« ePros »), en 2050. Cette future augmentation de la consommation électrique est principalement due à l'électrification du secteur des transports et à la consommation industrielle. Dans le scénario « ePros », la consommation industrielle doublerait même par rapport à 2018.

La Figure 2.17 illustre les courbes monotones résultantes de la demande totale d'électricité en Belgique. Notons que cela n'inclut pas encore l'effet de la flexibilité, car celle-ci est partiellement activée dans les conditions du marché de l'électricité sur une base horaire.

FIGURE 2.17 : COURBE MONOTONE DE LA DEMANDE TOTALE D'ÉLECTRICITÉ POUR LA BELGIQUE - MOYENNE SUR TOUTES LES ANNÉES CLIMATIQUES. À L'EXCLUSION DE LA FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE LA DEMANDE



SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES (SER)

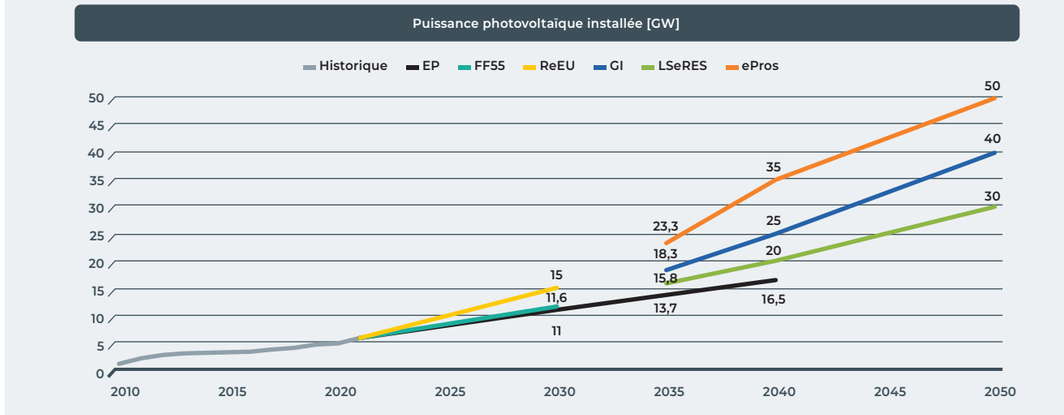
Énergie photovoltaïque

En Belgique, la plupart des panneaux photovoltaïques sont installés sur les toits (au niveau résidentiel et tertiaire) et une capacité installée de 5,8 GW a été atteinte fin 2021. Le PV devrait connaître une forte croissance au cours de la prochaine décennie, suite aux différentes ambitions des autorités fédérales et régionales belges, traduites dans le Plan national de l'Énergie et du Climat (publié en décembre 2020) [EUC-8], et des autorités européennes avec le paquet « Fit For 55 » et le plan « REPowerEU », qui accélère l'ambition fixée par les États membres dans le PNEC. Le développement de la capacité photovoltaïque est particulièrement compliqué par la grande surface nécessaire à la production géographiquement répartie et à l'évacuation (ou au stockage) de l'énergie excédentaire lorsque cette part augmente. L'évolution des capacités PV en Belgique est basée sur les hypothèses suivantes :

Pour la période allant jusqu'à 2030 : les principales hypothèses sont principalement basées sur les objectifs fixés par les autorités régionales et fédérales belges dans le Plan national Énergie et Climat. Le scénario le plus ambitieux, dit scénario « With Additional Measures » (WAM), prévoit 8 GW et 11 GW pour 2025 et 2030 respectivement. Pour 2030, le scénario « FF55 » suppose une part légèrement plus élevée de la capacité d'énergie solaire avec 11,6 GW, comme l'a estimé la Commission européenne dans l'analyse d'impact « Fit For 55 » (scénario EC-MIX). Dans le cadre du plan « REPowerEU » et de la « EU Solar Strategy », la Commission européenne souhaite doubler la puissance installée du photovoltaïque d'ici 2025 et atteindre une puissance installée de 600 GW d'ici 2030. Le 18/03, le gouvernement fédéral a approuvé un paquet énergétique qui vise, entre autres, à accélérer le déploiement de la capacité SER dans les années à venir, y compris par une réduction de la TVA pour l'installation de panneaux solaires dans les nouveaux bâtiments et l'obligation de les installer sur les toits des bâtiments des autorités fédérales [BEL-5]. La prise en compte de ces ambitions conduirait à une puissance installée de 15 GW pour la Belgique en 2030, ce qui correspond à environ 1,1 GW de capacité supplémentaire par an.

Pour la période après 2030, le potentiel théorique disponible pour les panneaux solaires sur les toits est d'environ 103 GW crête selon le projet « BEGRILAB » d'EnergyVille [EGV-1]. Comme décrit dans cette dernière étude, cette valeur est considérée comme le potentiel technique maximal. Pour atteindre de telles quantités, il faudrait disposer d'une grande capacité de stockage local et/ou d'une mise à niveau du réseau local pour évacuer ou stocker l'excédent d'énergie produite et éviter une réduction (curtailment) massive. Selon l'étude du SPF Santé publique, réalisée par Climact [BEL-6], le niveau habituellement retenu pour la Belgique à l'horizon 2050 est d'environ 47 GW (dans le scénario le plus optimiste). Dans la publication du Bureau fédéral du Plan, la valeur de 60 GW est retenue [PLN-1]. Pour tenir compte des problèmes potentiels liés au réseau et associés à des capacités installées aussi importantes, une valeur maximale de 50 GW en 2050 a été retenue pour cette étude. Le graphique ci-dessous montre les valeurs retenues par scénario, les marges trouvées dans les études externes étant ajustées aux storylines des scénarios.

FIGURE 2.18 : CAPACITÉ DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE INSTALLÉE EN BELGIQUE POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS [GW]

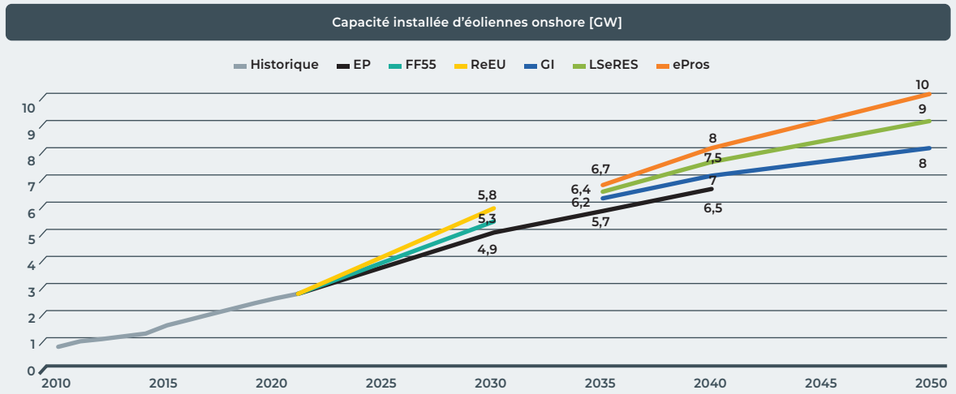


Éolien terrestre (Onshore Wind)

À la fin de l'année 2021, la capacité installée de l'énergie éolienne onshore était d'environ 2,7 GW. L'évolution à long terme de la pénétration des parcs éoliens onshore sera principalement limitée par l'espace disponible, l'utilisation des sols et l'acceptation du public. De plus, la Belgique est l'un des pays européens où la densité de population est la plus élevée (>370 habitants par km² pour la Belgique contre >105 habitants par km² pour la France, par exemple), ce qui limite l'espace disponible pour installer une telle technologie. Sur la base d'autres études nationales externes, la capacité onshore qui pourrait être installée en Belgique d'ici 2050 se situe entre 7 et 11 GW [EGV-2] et théoriquement jusqu'à 20 GW [EGV-1].

Le graphique ci-dessous illustre les valeurs retenues par scénario, les marges trouvées dans les études externes étant ajustées aux storylines des scénarios.

FIGURE 2.19 : CAPACITÉ INSTALLÉE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE TERRESTRE (ONSHORE WIND) EN BELGIQUE POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS [GW]





Éolien offshore (Offshore Wind)

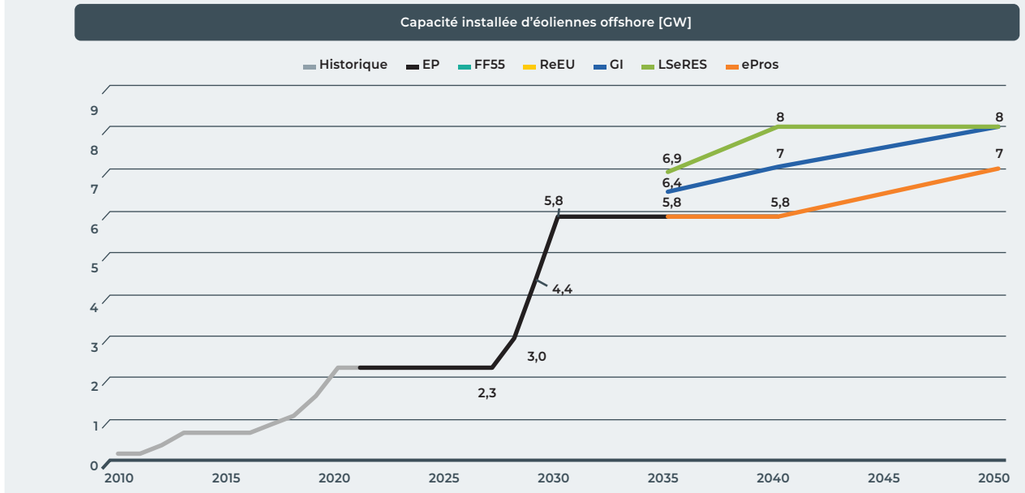
La Belgique dispose d'une capacité éolienne offshore d'environ 2,3 GW depuis 2020. L'évolution de la capacité éolienne offshore en Belgique est principalement déterminée par l'espace disponible dans la zone économique exclusive (ZEE) belge en mer du Nord, les routes maritimes, les zones protégées et la distance jusqu'à la côte où les éoliennes peuvent être installées.

D'ici 2030, l'accord du gouvernement fédéral prévoit un doublement de la capacité offshore installée. Le Conseil des ministres a aussi récemment augmenté l'ambition pour le développement de parcs éoliens offshore encore sur la base de nouvelles zones désignées pour des parcs éoliens potentiels, comme illustré dans le Chapitre 4 - Figure 4.2 : Localisation des différentes phases de développement offshore dans la mer belge. L'objectif ultime est de disposer d'un total de 5,8 GW opérationnels d'ici 2030.

Après 2030, étant donné l'espace disponible limité et la production déjà prévue d'énergie éolienne dans la ZEE belge, le potentiel de production supplémentaire est limité. Les précédentes études d'Elia portant sur l'après 2030 supposaient que jusqu'à 8 GW de capacité éolienne offshore pourraient être installés dans la ZEE belge. Cela correspond également à la dernière ambition du gouvernement fédéral [BEL-5].

Le graphique ci-dessous illustre les valeurs retenues par scénario, les marges trouvées dans les études externes étant ajustées aux storylines des scénarios.

FIGURE 2.20 : CAPACITÉ INSTALLÉE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE OFFSHORE (OFFSHORE WIND) EN BELGIQUE POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS [GW]



Autres technologies offshore

D'autres technologies d'énergie renouvelable offshore, telles que les panneaux solaires flottants ou l'énergie marémotrice en phase de recherche et développement, peuvent jouer un rôle important dans l'augmentation du potentiel durable à long terme à l'échelle européenne. C'est également l'ambition de la CE, qui a fixé un objectif de 40 GW pour « l'énergie océanique » d'ici 2050. Sur la base des réactions à la consultation publique, les parties prenantes ont suggéré d'inclure ces nouvelles technologies offshore pour la Belgique dans les parcours. Le développement de ces nouvelles technologies offshore en Belgique est aujourd'hui plutôt limité en raison du potentiel/de la maturité de ces technologies et de l'espace disponible limité dans le pays par rapport à d'autres pays. Très peu d'études mentionnent de telles technologies ou opportunités pour la Belgique et les parcours pour les prochaines technologies offshore sont basés sur quelques fourchettes trouvées dans la littérature. Pour les panneaux solaires flottants et l'énergie marémotrice, un maximum de 100 MW à partir de 2040 est supposé pour la Belgique[6].

Centrales à biomasse, à déchets et hydroélectriques (hors stockage)

Pour les centrales à biomasse, à déchets et fluviales, le Plan national belge pour l'Énergie et le Climat [NEK-1] a été suivi. On a supposé une capacité combinée de 0,9 GW de centrales à biomasse et à déchets pour 2030. Pour les centrales hydroélectriques (hors stockage), cela représente respectivement 0,15 GW. La capacité installée a en outre été maintenue constante dans les scénarios.

6 Notons que ces 100 MW de panneaux solaires flottants sont inclus dans la capacité de la Figure 2.18.

FLEXIBILITÉ DE LA DEMANDE ET STOCKAGE

En fonction du scénario et de l'horizon temporel, différentes hypothèses ont été formulées concernant le degré de flexibilité du système électrique. Nous distinguons deux sources de flexibilité dans les scénarios : le stockage de l'énergie et la flexibilité de la demande. Elles ont été classées selon la subdivision suivante :

· Stockage composé de :

1) **Centrales d'accumulation par pompage** ;

2) **Batteries à grande échelle** (>100 kW) ;

3) **Batteries à petite échelle/résidentielles** (<100 kW) ;

4) Véhicules électriques fonctionnant en mode « Vehicle-to-Grid » **(V2G)**, où (une partie de) la batterie de la voiture peut être utilisée comme dispositif de stockage pour le réseau électrique.

· La flexibilité de la demande se compose de :

1) **La gestion de la demande : délestage** de l'industrie et des appareils ;

2) **La gestion de la demande : déplacement** de la demande de chauffage et de refroidissement ;

3) Charge optimisée de la mobilité - **V1G**.

Les véhicules électriques font partie à la fois du stockage et de la flexibilité de la demande, respectivement par le biais du « vehicle-to-grid » V2G et de la « charge optimisée » **V1G**.

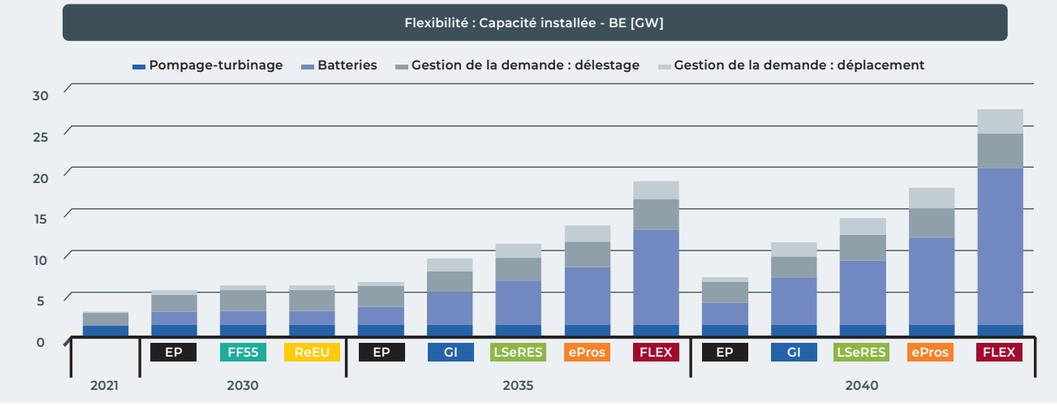
En ce qui concerne les batteries, il est important de noter que la capacité installée est répartie entre les catégories « in-the-market » et « out-of-market ». Alors que la première catégorie (« in the market ») est optimisée dans le modèle, la seconde est modélisée par des profils prédéfinis basés sur la demande résiduelle. La catégorie des batteries « in-the-market » comprend les batteries à grande échelle et 50 % de la capacité V2G. Les batteries « out-of-market » sont constituées de batteries résidentielles et à petite échelle, ainsi que de 50 % de la capacité V2G. Pour le scénario « Flex+ », toutes les batteries sont considérées comme étant « in-the-market ».

La capacité supposée présente en Belgique pour chaque scénario et horizon temporel est présentée dans la Figure 2.21.

ÉLECTROLYSE

Le volume de la capacité d'électrolyse a été défini dans ce plan de développement sur la base de sa viabilité économique et des plans connus de chaque pays. Le potentiel de l'électrolyse en Belgique est limité. Par exemple, des volumes compris entre 500 et 800 MW ont été trouvés pour la Belgique à l'horizon 2035. Pour 2040, la capacité d'électrolyse varie entre 800 MW et 2 GW, selon le scénario. Ces valeurs plus élevées sont en grande partie dues aux volumes plus importants de SER dans le système électrique européen au cours des dernières années.

FIGURE 2.21 : CAPACITÉS DE FLEXIBILITÉ SUPPOSÉES INSTALLÉES EN BELGIQUE POUR LES SCÉNARIOS ET LES HORIZONS TEMPORELS ÉTUDIÉS DANS CE PLAN



CENTRALES THERMIQUES

La capacité thermique en Belgique se compose de centrales nucléaires, de centrales au gaz à cycle ouvert, de centrales au gaz à cycle combiné, de CHP, de centrales à la biomasse et d'incinérateurs de déchets. Les deux dernières catégories ont déjà été abordées dans cette section. La capacité nucléaire est supposée être de 0 MW pour tous les scénarios aux horizons 2035 et 2040. Pour 2030, dans le scénario « ReEU », suite à l'annonce de l'intention de prolonger la durée de vie des plus jeunes centrales nucléaires de Belgique [BEL-2], Doel 4 et Tihange 3 sont supposées être remises en service. La capacité des centrales d'incinération de déchets et de biomasse est supposée constante à 0,9 GW.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES HYPOTHÈSES POUR LA BELGIQUE

Le Tableau 2.2 rappelle les principales hypothèses pour la Belgique dans les scénarios du PDF concernant la capacité thermique existante et future connue, les sources d'énergie renouvelables, les installations de stockage et l'évolution de la demande totale. Les détails pour chacun d'entre eux se trouvent dans les sections précédentes. Comme décrit au point 2.1.6.4, une analyse de viabilité économique est également appliquée pour garantir les critères d'adéquation des pays. Ce volume de capacité supplémentaire n'est pas inclus dans le tableau.

TABLEAU 2.2 : APERÇU DES PRINCIPALES HYPOTHÈSES CONCERNANT LA BELGIQUE POUR LES DIFFÉRENTS HORIZONS, EN FONCTION DU SCÉNARIO. LE TABLEAU REPREND LA PUISSANCE INSTALLÉE TOTALE POUR CHAQUE TECHNOLOGIE SPÉCIFIQUE PAR SCÉNARIO ET POUR CHAQUE HORIZON. EN CE QUI CONCERNE LA CATÉGORIE « GAZ », IL S'AGIT DU VOLUME ACTUELLEMENT CONNU DE CAPACITÉ INSTALLÉE, COMPTE TENU DE LA NOUVELLE CAPACITÉ APRÈS LA PREMIÈRE ENCHÈRE CRM. LA CAPACITÉ AJOUTÉE DE « CAPACITÉ THERMIQUE », DIFFÉRENTE EN FONCTION DES SCÉNARIOS, FAISANT SUITE À L'« ÉVALUATION DE LA VIABILITÉ ÉCONOMIQUE », N'A PAS ÉTÉ ILLUSTRÉE

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	ReEU	EP	GI	LSeRES	ePROS	EP	GI	LSeRES	ePROS
Charge [TWh]		84,2	97,1	98,6	108,2	102,5	103,8	111,3	119,7	106,5	109	129,3	140,4
RES [GW]	Énergie solaire	5,8	11	11,6	15	13,7	18,3	15,8	23,3	16,5	25	20	35
	Éolien terrestre	2,8	4,9	5,3	5,8	5,7	6,2	6,4	6,7	6,5	7	7,5	8
	Éolien en mer	2,3	5,8	5,8	5,8	5,8	6,4	6,9	5,8	5,8	7	8	5,8
	Hydraulique (hors stockage)	0,12	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Thermique [GW]	Nucléaire	5,94	X	X	2,1	X	X	X	X	X	X	X	X
	Gaz	4,9	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
	CHP	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	Biomasse/incinération des déchets	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Stockage	Bassin réservoir [GW]	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	Batteries et véhicules électriques [GW]	0,1	1,6	1,7	1,7	2,2	3,9	5,3	6,9	2,6	5,6	7,7	10,4
Flexibilité	Gestion de la demande délestage [GW]	1,6	2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,8	3	2,5	2,6	3,1	3,5
	Gestion de la demande shifting [GWh/jour]	0,1	1,5	1,8	1,8	1,5	4,7	5,1	5,8	1,5	5,1	6	7,5

2.1.6.2. Hypothèses pour l'Europe

Les principales hypothèses pour l'Europe sont expliquées ci-dessous[7]. Pour chaque scénario, les hypothèses sur la demande d'énergie (électrique), la capacité installée d'énergie renouvelable, le parc de production thermique, l'utilisation de la flexibilité (tant le déplacement de la consommation dans le temps que la réduction temporaire de la consommation) et les possibilités de stockage sont expliquées.

DEMANDE ÉNERGÉTIQUE FINALE

Pour la période allant jusqu'à 2030, trois parcours différents sont supposés en termes de demande d'énergie finale.

Comme mentionné dans le §2.1.2, le scénario « Established Policies » est principalement basé sur le scénario « National trends » du TYNDP 2022. Dans le TYNDP, ce scénario n'est pas complètement répercuté en termes de multi-énergie et d'émissions de CO_2. Pour couvrir également cette facette, la demande finale annuelle estimée pour tous les vecteurs énergétiques, à l'exception de l'électricité, a été tirée du scénario de référence de l'UE (2020) [EUC-9]. De même, l'analyse d'impact du scénario « MIX » de la CE [EUC-10] a été prise en compte

7 Pour permettre la comparaison avec d'autres études (telles que le TYNDP), les hypothèses sont présentées pour l'UE-27 (à l'exception de Chypre et de Malte). Notons que des pays tels que le Royaume-Uni (Grande-Bretagne et Irlande du Nord), la Norvège et la Suisse sont également modélisés.

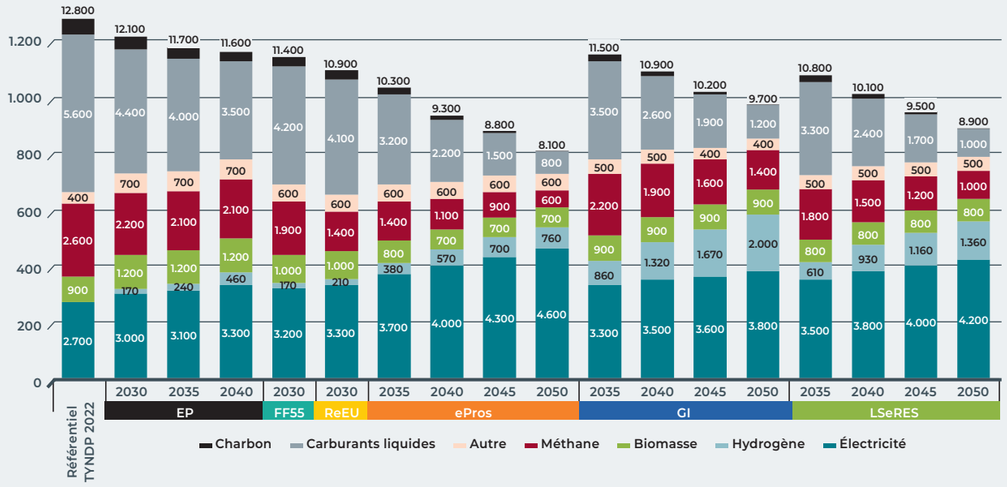
dans le scénario « FF55 ». Enfin, le scénario « ReEU » est développé à partir du scénario « FF55 » et en appliquant les mesures proposées dans le plan REPowerEU [EUC-1] et les dernières publications nationales connues au 01/05/2022 [EUC-11][8].

Dans ces trois scénarios, un découplage entre la croissance du produit intérieur brut et la demande d'énergie finale est visible, résultant de l'augmentation générale supposée de l'efficacité énergétique. La réduction supplémentaire de la demande d'énergie finale dans le scénario « FF55 » par rapport au scénario « EP » s'explique principalement par l'augmentation de l'efficacité énergétique et la réduction plus rapide des combustibles fossiles, notamment grâce à l'électrification accélérée des transports et du chauffage des bâtiments. Le scénario « ReEU » présente la demande d'énergie finale la plus faible en 2030, grâce à une électrification plus poussée du chauffage et à une efficacité énergétique générale accrue. Dans les trois scénarios, le taux d'électrification passe de 21 % à 24 % (« EP »), 28 % (« FF55 ») et 30 % (« ReEU ») respectivement.

Pour la période postérieure à 2030, les trois scénarios PDF à long terme sont proposés comme expliqué au §2.1.3. Dans ces scénarios, la baisse de la consommation finale d'énergie se poursuit. Il convient de mentionner que, comme mentionné précédemment, ces scénarios sont basés sur les scénarios TYNDP 2022. Afin d'accroître la robustesse de cette étude, il a été décidé d'augmenter la portée des scénarios par rapport à ceux du TYNDP 2022. En général, le scénario « ePros » suppose l'électrification la plus élevée, tandis que le scénario « GI » met davantage l'accent sur l'utilisation de molécules vertes telles que le biométhane, l'hydrogène et les carburants synthétiques. Enfin, le scénario LSeRES se situe entre ces deux scénarios en termes de demande d'énergie finale.

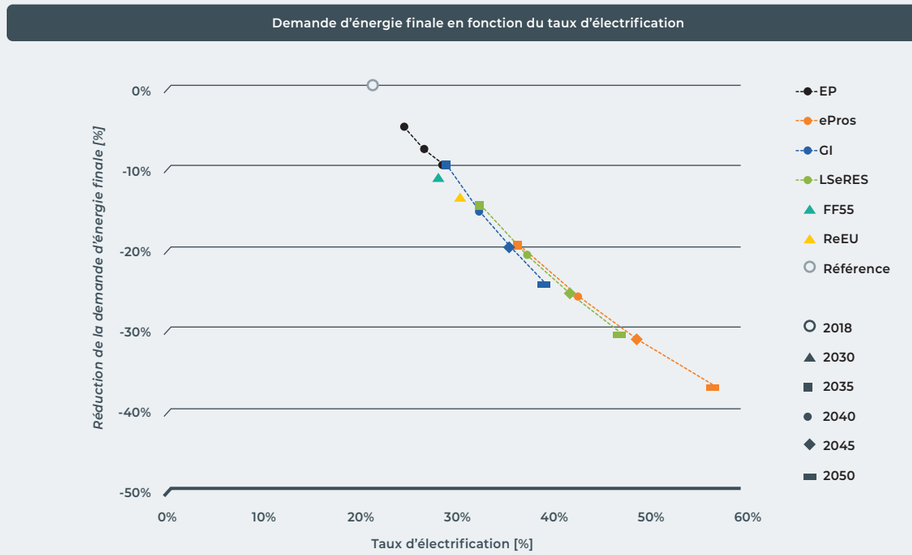
Finalement, la demande d'énergie finale en 2050 est réduite de 37 % dans le scénario « ePros », de 31 % dans le scénario « LSeRES » et de 24 % dans le scénario « GI » par rapport à l'année de référence. L'électrification passe à 39 % (« GI »), 47 % (« LSeRES ») et 57 % (« ePros »). La Figure 2.23 illustre que les scénarios avec l'électrification la plus élevée atteignent également la demande d'énergie finale la plus faible.

FIGURE 2.22 : DEMANDE ÉNERGÉTIQUE FINALE DANS L'EU-27 - Y COMPRIS LES PERTES SUR LE RÉSEAU ET LES MATIÈRES PREMIÈRES NON ÉNERGÉTIQUES, Y COMPRIS LE TRANSPORT MARITIME INTERNATIONAL. LE MÉTHANE ET LES LIQUIDES PEUVENT ÊTRE FOSSILES, BIOLOGIQUES OU SYNTHÉTIQUES. L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE EST 2015 POUR L'INDUSTRIE ET LES TRANSPORTS ET 2018 POUR LES BÂTIMENTS



8 Et donc avant la publication finale de la stratégie Repower Europe le 18/05/2022.

FIGURE 2.23 : DEMANDE D'ÉNERGIE FINALE, Y COMPRIS LES MATIÈRES PREMIÈRES NON ÉNERGÉTIQUES (EXPRIMÉE EN RÉDUCTION PAR RAPPORT À L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE), UTILISÉE DANS LE TYNDP 2022 (2015 POUR L'INDUSTRIE ET LES TRANSPORTS ET 2018 POUR LES BÂTIMENTS) EN FONCTION DU DEGRÉ D'ÉLECTRIFICATION PAR SCÉNARIO



DEMANDE ÉLECTRIQUE DIRECTE

Comme indiqué précédemment, il est question dans tous les scénarios d'une (forte) augmentation de la demande d'électricité, le scénario « EP » enregistrant une augmentation plus modérée d'ici 2040. Dans les scénarios « FF55 » et « ReEU », l'augmentation de la demande d'électricité est principalement caractérisée par une électrification accrue des transports, du chauffage des bâtiments et de l'industrie, au détriment des combustibles fossiles tels que le pétrole (et ses dérivés) et le gaz naturel. Dans le scénario « ReEU » en particulier, le passage du méthane à l'électricité est encore plus marqué, l'ambition de doubler les ventes de pompes à chaleur d'ici à 2030 ayant notamment un impact significatif.

Le principal moteur de la croissance de la demande d'électricité est le **secteur des transports**. Le pétrole (dérivés) représentait 96 % de la consommation d'énergie finale totale dans le secteur des transports en 2018. Dans les scénarios PDF « net-zero », la part de la propulsion électrique dans les voitures particulières passe à 90 % (« ePros ») et 75 % (« GI »), et pour les transports lourds à 50 % (« ePros ») et 15 % (« GI »). Cette électrification se traduira par une augmentation de 9 à 12 fois de la demande électrique finale pour les transports en 2050 par rapport à aujourd'hui.

En outre, une forte électrification est prévue dans l'**industrie**, principalement dans le scénario « ePros ». On suppose que la plupart de la chaleur à basse température sera électrifiée à l'aide de technologies déjà existantes. Cela inclut, par exemple, les pompes à chaleur (industrielles). Outre la chaleur à basse température, on suppose que l'électrification directe joue également un rôle important dans la fourniture de chaleur à moyenne et haute température.

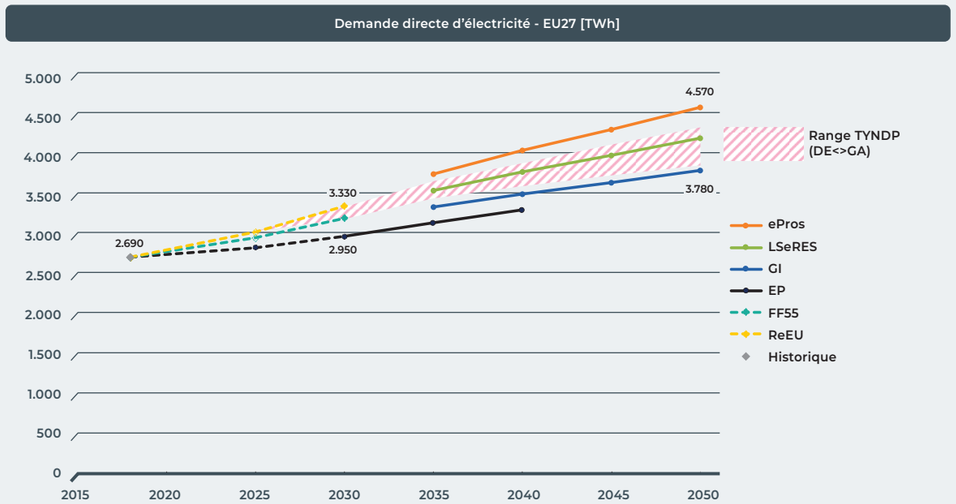
Les pompes à chaleur industrielles, les micro-ondes, le chauffage infrarouge, le chauffage par induction et par résistance dans le secteur métallurgique, les chaudières et les craqueurs électriques dans le secteur chimique, les fours à arc électriques dans l'industrie sidérurgique et les fours électriques dans l'industrie du ciment sont tous supposés être commercialement disponibles et largement mis en œuvre d'ici 2050. Ils permettent de s'éloigner des combustibles fossiles liquides et du méthane. Pour les processus les plus difficiles à électrifier, tels que la chaleur à haute température, les molécules vertes et la biomasse ont un rôle à jouer dans les secteurs où elles sont facilement disponibles (comme les industries du papier, du bois, de l'alimentation et des boissons).

Dans le scénario « GI », l'accent est davantage mis sur la réduction de l'utilisation des combustibles fossiles existants par le biais d'alternatives vertes telles que le remplacement du méthane par du méthane biologique et/ou synthétique, des combustibles fossiles liquides par des liquides biologiques et synthétiques et par un déploiement plus large de l'hydrogène comme source de chaleur dans les processus industriels. On observe également une augmentation modérée de l'électrification, principalement due à l'utilisation de la chaleur électrique dans le segment du chauffage à basse température.

Le scénario « LSeRES » trouve à nouveau le juste milieu entre l'électrification et les molécules vertes, en ce sens que dans ce scénario, l'électrification est plus prononcée dans le segment des températures moyennes.

Enfin, les trois scénarios prévoient également une électrification accrue du **parc immobilier**, principalement en raison d'un fort transfert du chauffage des locaux et de l'eau vers les pompes à chaleur, ce phénomène étant à nouveau plus marqué dans le scénario « ePros que dans les scénarios « GI » et « LSeRES ». Cependant, en raison de leur grande efficacité, cela n'entraîne qu'une augmentation limitée de la consommation sur une base annuelle, tandis que la consommation pour les appareils ménagers, l'éclairage, etc. est supposée rester relativement stable.

FIGURE 2.24 : DEMANDE ÉLECTRIQUE DIRECTE POUR L'UE27 EN TWH - Y COMPRIS LES PERTES SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE, HORS P2X. LES VALEURS SE RAPPORTENT À LA DEMANDE ÉLECTRIQUE NORMALISÉE SUR LA BASE DU CLIMAT HISTORIQUE



SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES (SER)

Pour la période allant jusqu'en 2030, les trois scénarios prennent en compte différentes ambitions concernant le déploiement des SER. Les échéances de la collecte des données de ces scénarios sont représentées visuellement dans la Figure 2.1.

Pour la période allant de 2030 à 2050, les parcours des SER sont quantifiés en fonction des storylines :

- Le scénario « e-Pros » se caractérise par une forte décentralisation et un degré élevé d'électrification (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.). Cette forte demande d'électricité sera principalement satisfaite de manière décentralisée. Dans ce scénario, les prosumers sont essentiels dans la transition énergétique, avec une part élevée de PV sur les toits. Le développement de l'éolien terrestre étant souvent soutenu au niveau local et/ou communal, les plus grandes ambitions sont également retenues pour cette technologie. Pour le PV et l'éolien terrestre, ce scénario correspond donc aux valeurs plus élevées relevées dans les différentes études et ambitions politiques européennes et nationales. L'éolien offshore, qui est une forme plus centralisée de SER, est identifié dans ce scénario avec les ambitions plus faibles dans les études et les ambitions européennes et nationales.
- Le scénario « GI » se caractérise par un degré élevé de centralisation et un degré plus faible d'électrification. Comme les consommateurs finaux sont souvent moins électrifiés, ils sont également moins intéressés par l'installation de systèmes photovoltaïques sur les toits, par exemple. On suppose également ici que l'acceptation du public réduit l'incitation des autorités locales et des entreprises à installer des éoliennes terrestres. Pour le PV et l'éolien terrestre, ce scénario correspond donc aux valeurs moins élevées relevées dans les différentes études et ambitions politiques européennes et nationales. Dans ce scénario, il y a une proportion importante de solutions centralisées telles que l'éolien offshore, en partie pour contrecarrer le problème de l'acceptation sociale.
- Dans le scénario « LSeRES », le degré de (dé)centralisation dépend des caractéristiques des différents pays. Pour le photovoltaïque, une valeur comprise entre le scénario « ePros » et « GI » est supposée pour la capacité totale installée. Toutefois, la puissance installée sera plus importante dans les pays ayant un facteur de capacité plus élevé, principalement dans le sud de l'Europe. Pour l'éolien offshore, on suppose dans ce scénario la capacité installée la plus élevée, qui, en raison de son facteur de capacité favorable, est principalement installée en mer du Nord et en mer Baltique. Enfin, pour l'éolien terrestre, on suppose une capacité installée totale comprise entre le scénario « ePros » et le scénario « GI », là encore principalement dans les régions où la vitesse du vent est élevée et où le facteur de capacité est donc favorable.

SCENARIO	PV	ÉOLIEN TERRESTRE (ONSHORE WIND)	ÉOLIEN OFFSHORE
e-Prosumers	Élevé	Élevé	Bas
Global Import	Bas	Bas	Moyen
Large Scale e-RES	Moyen + optimisé (élevé dans le sud de l'UE, faible dans le nord de l'UE)	Moyen	Élevé + optimisé (Faible dans le sud de l'UE, élevé dans le nord de l'UE)

Énergie photovoltaïque

L'Europe a connu une première vague d'installations PV massives dans les années 2008-2013 (évolution de 10 GW à environ 80 GW), après quoi le nombre annuel d'installations a fortement diminué jusqu'en 2018. Ces dernières années, une autre forte augmentation a été enregistrée, avec des augmentations nettes de capacité de 16 GW et 19 GW en 2019 et 2020 respectivement. Une capacité nette record de 26 GW a été ajoutée en 2021, portant la capacité photovoltaïque totale installée à 165 GW en 2021.

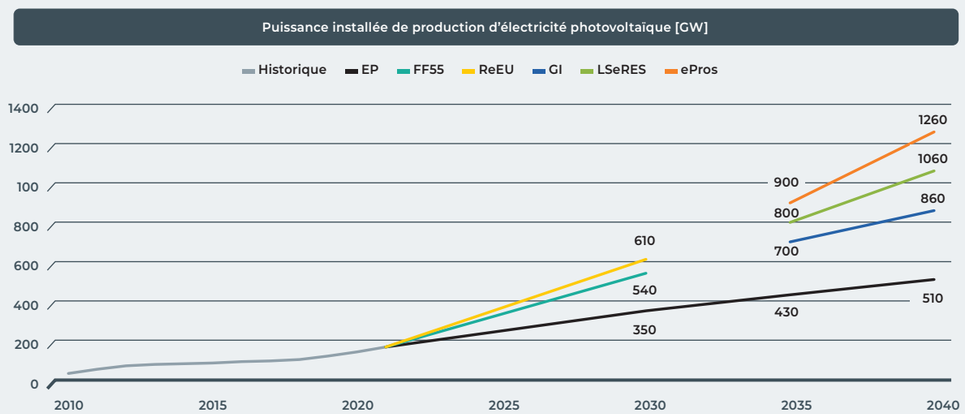
Pour la période allant jusqu'en 2030, trois scénarios sont envisagés :

- Dans le scénario « EP », une capacité installée d'environ 350 GW est atteinte pour 2030, ce qui signifie une croissance d'environ 18 GW par an, légèrement inférieure à la moyenne de la période 2019-2021. Ce taux de croissance se poursuivra vers 2035 et 2040.
- Dans le scénario « FF55 », les ambitions accrues (tant de la CE que de certains États membres) conduisent à une puissance installée d'environ 540 GW en 2030, ce qui correspond à une augmentation annuelle de 41 GW, bien supérieure aux taux de croissance observés ces dernières années.
- Enfin, le scénario « ReEU » fait état d'une puissance installée de PV en 2030 d'environ 610 GW, ce qui correspond à une croissance annuelle de près de 50 GW, soit à peu près le double de la croissance de 2021. Cette hypothèse est à peu près conforme au plan REPowerEU et à la « EU Solar Strategy », dans laquelle la CE souhaite atteindre une puissance installée de 600 GW d'ici 2030.

Pour la période après 2030 :

- La croissance la plus forte est prévue dans le scénario « ePros » (58 GW/an en moyenne sur la période 2021-2040), avec une puissance installée totale d'environ 1260 GW en 2040.
- Le scénario « LSeRES » atteint une puissance installée d'environ 1060 GW en 2040, ce qui correspond à une augmentation d'environ 47 GW par an sur la période 2021-2040. C'est à peu près le même taux de croissance que celui supposé dans le scénario « ReEU ».
- Dans le scénario « GI », la puissance installée la plus faible est supposée être de 860 GW en 2040 (croissance moyenne de 36 GW par an).

FIGURE 2.25 : PARCOURS POUR LA PUISSANCE INSTALLÉE DE CAPACITÉ PHOTOVOLTAÏQUE DANS L'UE-27 [GW]



Éolien terrestre (Onshore Wind)

Le développement de l'éolien terrestre en Europe se caractérise par une croissance assez linéaire. Au cours de la période 2009-2017, la capacité nette a augmenté en moyenne d'environ 9 GW par an. Ces dernières années, toutefois, ce taux de croissance n'a plus été atteint et s'est maintenu à 6,6 GW (2018), 8,5 GW (2019) et 7,7 GW (2020). En 2021, environ 10 GW ont été ajoutés, portant le total à 165 GW. Ce chiffre est légèrement supérieur à celui des années précédentes, mais reste très inférieur à l'objectif qui permettrait à l'Europe d'atteindre ses objectifs en matière de climat et d'énergie pour 2030 [WEU-1].

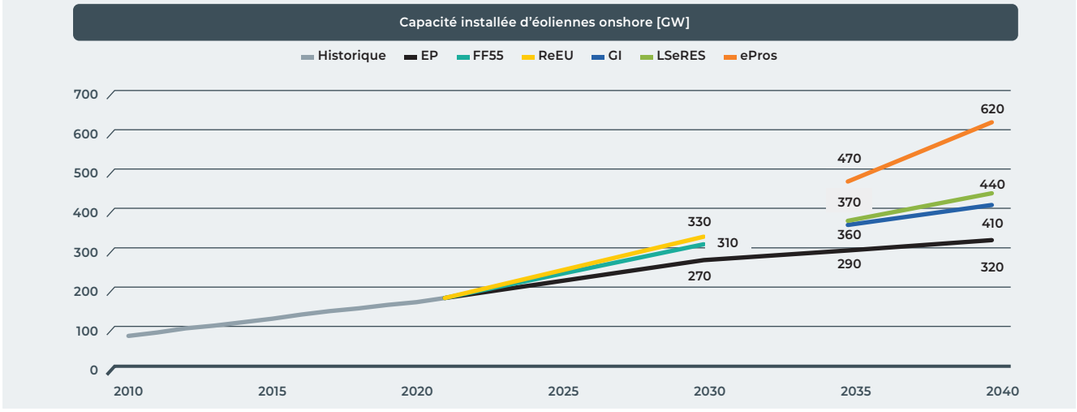
Pour la période jusqu'en 2020 :

- Dans le scénario « EP », une capacité installée d'environ 270 GW est atteinte en 2030, ce qui signifie une croissance d'environ 8 GW par an et ce qui correspond au rythme d'installation de la période 2018-2021.
- Dans le scénario « FF55 », les ambitions accrues (tant de la CE que de certains États membres) conduisent à une puissance installée d'environ 310 GW en 2030, ce qui correspond à une augmentation annuelle de 15 GW, bien supérieure à la croissance observée ces dernières années.
- Enfin, le scénario « ReEU » fait état d'une puissance installée d'éolien terrestre légèrement supérieure d'environ 330 GW en 2030, ce qui correspond à une croissance annuelle de près de 17 GW, soit à peu près le double de la croissance de 2021.

Pour la période après 2030 :

- La croissance la plus forte est prévue dans le scénario « ePros » (24 GW/an en moyenne sur la période 2021-2040), avec une puissance installée totale de 622 GW en 2040.
- Le scénario « LSeRES » atteint une puissance installée de 437 GW en 2040 (croissance moyenne de 14 GW/an).
- On retrouve dans le scénario « GI » une puissance installée légèrement plus faible de 410 GW en 2040 (croissance moyenne de 12 GW par an).

FIGURE 2.26 : CAPACITÉ INSTALLÉE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE TERRESTRE (ONSHORE WIND) DANS L'EU-27 POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS [GW]



Éolien offshore

L'éolien offshore est une source d'énergie renouvelable relativement jeune qui présente un potentiel très important pour l'Europe. Comme la capacité installée annuelle dépend d'un petit nombre de grands projets, le taux de croissance est assez variable. La capacité installée n'a atteint une puissance de 1 GW qu'en 2009, après quoi les ajouts annuels n'ont cessé d'augmenter. Depuis 2015, une moyenne d'un peu moins de 2 GW a été ajoutée par an. Au total, l'UE-27 disposera d'une capacité installée d'un peu plus de 15 GW d'éolien en mer d'ici 2021. La « EU Offshore Renewable Energy Strategy » [EUC-12] vise à atteindre 60 GW d'ici 2030 et 300 GW d'ici 2050.

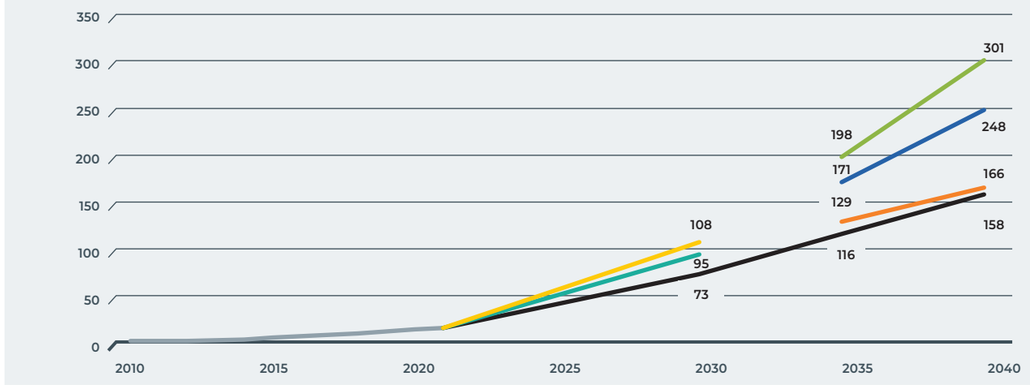
Pour la période jusqu'en 2030 :

- Dans le scénario « EP », une capacité installée de 73 GW est atteinte pour 2030, ce qui représente une augmentation d'environ 7,5 GW par an, soit plus du triple par rapport aux dernières années. Avec cela, l'objectif de la Commission européenne de 60 GW aurait déjà été atteint avec les plans politiques actuels en matière de climat.
- Dans le scénario « FF55 », les ambitions accrues (tant de la CE que de certains États membres) conduisent à une puissance installée de 95 GW en 2030, ce qui correspond à une augmentation annuelle de 9 GW, soit plus du quadruple de ce qui a été enregistré ces dernières années.
- Enfin, le scénario « ReEU » fait état d'une puissance installée en 2030 de 108 GW, ce qui correspond à une croissance annuelle de près de 10 GW, soit le quintuple de la croissance de ces dernières années. Ce scénario inclut notamment les dernières ambitions exprimées dans le Pacte d'Esbjerg [DEN-1].

Pour la période après 2030 :

- La croissance la plus forte est prévue dans le scénario « LSeRES » (15 GW/an en moyenne sur la période 2021-2040), avec une puissance installée totale de 301 GW en 2040. Ainsi, l'ambition de la CE pour 2050 serait déjà atteinte en 2040.
- Le scénario « GI » atteint une puissance installée de 248 GW en 2040 (croissance moyenne de 12 GW/an).
- On retrouve dans le scénario « ePros » le déploiement d'éolien offshore le plus faible, avec une puissance installée de 166 GW en 2040 (croissance moyenne de 8 GW par an).

FIGURE 2.27 : CAPACITÉ INSTALLÉE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE EN MER (OFFSHORE WIND) DANS L'EU-27 POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS [GW]



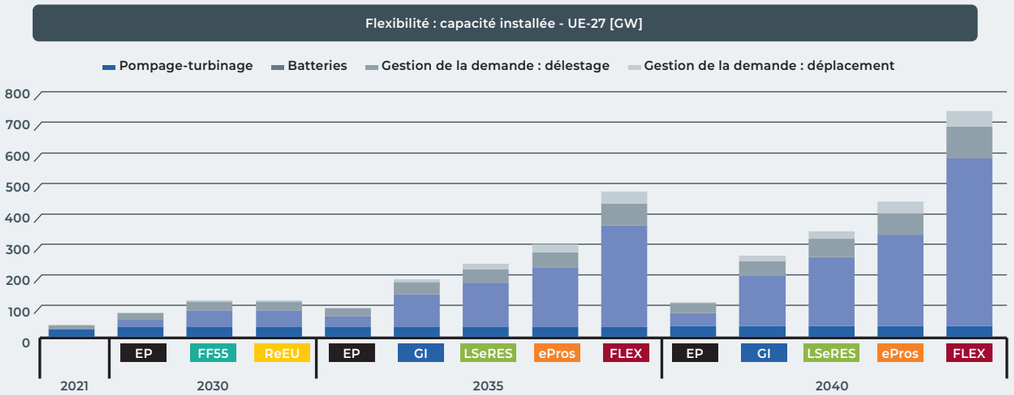
AUTRES TECHNOLOGIES OFFSHORE

Des technologies telles que les panneaux solaires flottants ou l'énergie marémotrice dans la phase de recherche et développement peuvent jouer un rôle important dans l'augmentation du potentiel durable à long terme à l'échelle européenne. C'est donc une ambition de la CE, qui a fixé un objectif de 40 GW pour « l'énergie océanique » d'ici 2050 [EUC-12]. Il a été décidé d'inclure l'énergie marémotrice et les panneaux solaires flottants dans ce plan de développement à la fois en 2035 et en 2040 pour le scénario « LSeRES ». Pour les panneaux solaires flottants, cette capacité est déjà intégrée dans les hypothèses pour l'énergie photovoltaïque. En ce qui concerne l'énergie marémotrice, cela représente une capacité de 4 GW pour l'UE-27 en 2035. En 2040, on a supposé une capacité de 6 GW.

FLEXIBILITÉ DE LA DEMANDE ET STOCKAGE

Les quantités de puissance installée en Europe pour la flexibilité de la demande et le stockage, pour chaque catégorie, scénario et horizon temporel sont présentées dans la Figure 2.28. La figure illustre la quantité de puissance installée pour la gestion de la demande - délestage, la gestion de la demande - déplacement, les batteries « in the market », les batteries « out-of-market » et les centrales d'accumulation par pompage.

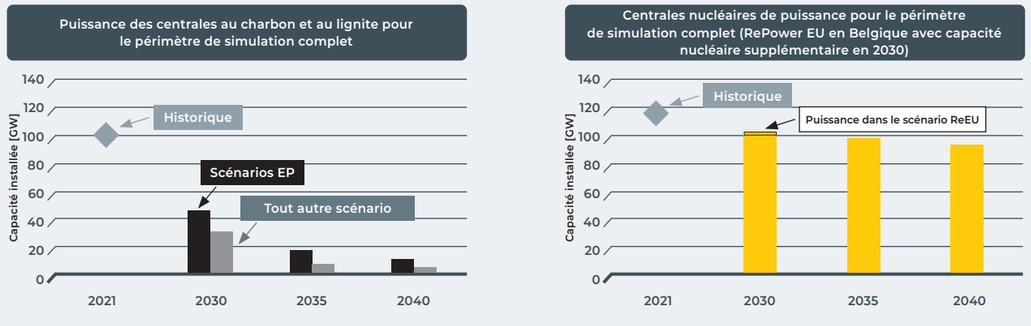
FIGURE 2.28 : CAPACITÉS DE FLEXIBILITÉ SUPPOSÉES INSTALLÉES EN EUROPE (UE27) POUR LES SCÉNARIOS ET LES HORIZONS TEMPORELS ÉTUDIÉS DANS CE PLAN



CENTRALES NUCLÉAIRES, CENTRALES AU CHARBON ET CENTRALES AU LIGNITE EN EUROPE

L'Europe connaît actuellement des changements importants en termes de capacité thermique disponible. Plusieurs pays européens prévoient de supprimer progressivement leurs centrales au charbon et au lignite. Ici aussi, le moment de l'annonce (voir le gel des données au point 2.1.1.3) a été pris en compte afin d'inclure ou d'exclure les nouveaux développements dans les scénarios. Par exemple, l'accord de coalition du nouveau gouvernement allemand [GER-1] et l'élimination accélérée du charbon qui y est décrite n'ont pas été inclus dans le scénario « EP ». La Figure 2.29 donne un aperçu de la puissance installée du nucléaire, du charbon et du lignite dans les scénarios. Notons que pour le charbon et le lignite, il y a une différence entre « EP » et les autres scénarios.

FIGURE 2.29 : APERÇU DE LA PUISSANCE INSTALLÉE DE CENTRALES NUCLÉAIRES ET DE CENTRALES AU CHARBON ET AU LIGNITE SUPPOSÉE DANS LES SCÉNARIOS



ÉLECTROLYSE

Le volume de la capacité d'électrolyse a été défini dans ce plan de développement sur la base de sa viabilité économique. Des volumes compris entre 60 et 140 GW ont ainsi été obtenus pour 2035. Pour 2040, des valeurs variant entre 80 et 260 GW de capacité d'électrolyse ont été obtenues. Ces valeurs plus élevées sont en grande partie dues aux volumes plus importants de SER dans le système électrique au cours des dernières années.

2.1.6.3. Hypothèses détaillées pour des pays spécifiques en Europe

Cette section présente les hypothèses pour les pays qui ont le plus d'impact sur les simulations pour la Belgique. Comme déjà indiqué au §2.1.2, le scénario « EP » correspond largement au scénario « National Trends » du TYNDP 2022, dont la quantification des scénarios est antérieure à la parution du paquet Fit For 55 et de la stratégie REPowerEU de la CE. En général, on peut noter que ces deux publications accélèrent principalement l'électrification et le déploiement des SER. Comme mentionné ci-dessus, les scénarios du TYNDP 2022 serviront de point de départ pour les scénarios à long terme du PDF, mais ils ont également été mis à jour pour les autres pays européens conformément aux storylines des scénarios si les études nationales et/ou les ambitions politiques s'en écartent sensiblement. Comme décrit au point 2.1.6.4, une analyse de viabilité économique est également appliquée pour garantir les critères d'adéquation des pays. Ce volume de capacité additionnelle n'est pas inclus dans les tableaux.

FRANCE

Pour la France, les hypothèses pour la période allant jusqu'à 2030 sont principalement basées sur le « Bilan prévisionnel » de RTE [RTE-1], publié en mars 2021. Aucune ambition officielle n'ayant été communiquée après la publication de la REPowerEU Strategy, le choix a été fait dans ce scénario d'attribuer au prorata les ambitions européennes renforcées à la France dans le scénario « ReEU ».

Comme toujours, les scénarios à long terme sont construits à partir des scénarios TYNDP, en tenant compte principalement de l'étude 2050 de RTE « Futurs énergétiques 2050 » et des plans à long terme du président Macron [FRA-1]. En outre, aucune distinction n'est faite entre les scénarios en termes de capacité nucléaire installée.

TABLEAU 2.3 : HYPOTHÈSES RELATIVES À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ, À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, À LA PRODUCTION DE CHARBON ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR LA FRANCE

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	ReEU	EP	GI	LSeRES	ePROS	EP	GI	LSeRES	ePROS
Demande [TWh]		468	476	500	521	500	525	562	599	523	550	590	629
SER [GW]	Énergie solaire	14	44	48	70	51	55	77	106	58	62	105	164
	Éolien terrestre	19	25	25	25	26	31	26	35	28	36	28	45
	Éolien en mer	0	6	6	9	16	21	27	11	27	35	48	15
Thermique [GW]	Nucléaire	61	59	59	59	52	52	52	52	50	50	50	50
	Charbon/lignite	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

ROYAUME-UNI

Étant donné que le paquet Fit For 55 et la stratégie REPowerEU ne s'appliquent qu'aux pays de l'UE-27, la quantification du scénario « FF55 » et « ReEU » pour le Royaume-Uni a principalement tenu compte des publications et des ambitions politiques communiquées au cours des périodes respectives de collecte des données, comme le montre le §2.1.1.2. La principale source pour quantifier les hypothèses pour le Royaume-Uni est l'étude FES 2021 de National Grid [ESO-1]. Le scénario « EP » a été aligné sur les hypothèses du scénario dit « Steady Progression », tandis que les scénarios « FF55 et PDF à long terme ont été alignés sur les scénarios permettant d'atteindre la neutralité en CO_2 en 2050. Ces scénarios ont été soumis à une consultation publique à grande échelle et détaillent différentes perspectives d'avenir énergétique pour le système énergétique national.

Le scénario « ReEU » prend principalement en compte les dernières ambitions politiques du gouvernement britannique, envisageant notamment un déploiement accéléré du PV et de l'éolien en mer [UKG-1].

En ce qui concerne la génération thermique, on suppose que toutes les centrales au charbon seront fermées d'ici 2030. Les dernières fermetures officielles et nouvelles ouvertures de centrales nucléaires sont prises en compte dans tous les scénarios sans distinction.

TABLEAU 2.4 : HYPOTHÈSES RELATIVES À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ, À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, À LA PRODUCTION DE CHARBON ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR LE ROYAUME-UNI

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	ReEU	EP	GI	LSeRES	ePROS	EP	GI	LSeRES	ePROS
Demande [TWh]		295	330	333	343	365	375	435	495	400	417	490	563
SER [GW]	Énergie solaire	13,8	17	31	50	23	43	37	49	28	56	43	68
	Éolien terrestre	14,4	21	26	30	24	28	30	31	27	29	34	37
	Éolien en mer	11	31	40	50	41	60	65	54	50	80	90	68
Thermique [GW]	Nucléaire	7,1	4,6	4,6	4,6	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
	Charbon/ lignite	2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

PAYS-BAS

Pour les Pays-Bas, le « Monitoring rapport » de TenneT [TNT-1] et l'accord de coalition du nouveau gouvernement néerlandais [NDL-1] ont été pris en compte à court terme. Pour le plus long terme, les scénarios ont été comparés à des études existantes portant sur l'horizon 2050 [NBN-1], [NDL-2]. Enfin, le scénario « ReEU » a pris en compte les ambitions les plus récentes des autorités néerlandaises, qui prévoient l'installation de jusqu'à 21 GW d'éoliennes en mer d'ici 2030 [NDL-3], comme le confirme « l'accord d'Esbjerg » [DEN-1].

En ce qui concerne l'énergie thermique, on suppose que toutes les centrales au charbon/lignite et les centrales nucléaires seront fermées d'ici 2030.

TABLEAU 2.5 : HYPOTHÈSES RELATIVES À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ, À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, À LA PRODUCTION DE CHARBON ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR LES PAYS-BAS

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Demande [TWh]		118	140	149	158	153	164	188	213	165	180	206	232
SER [GW]	Énergie solaire	13	27	31	35	35	47	38	54	42	64	45	77
	Éolien terrestre	5	8	9	9	9	10	11	12	10	12	14	16
	Éolien en mer	3	11	17	21	21	33	36	28	30	50	55	39
Thermique [GW]	Nucléaire	0,5	0,5	0,5	0,5	X	X	X	X	X	X	X	X
	Charbon/lignite	4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

ALLEMAGNE

Les hypothèses pour l'Allemagne sont principalement basées sur le plan de développement du réseau allemand (NEP) préparé par les quatre GRT [NEP-1]. Celles-ci prennent principalement en compte les ambitions accrues définies dans l'accord de coalition entre les nouveaux partenaires gouvernementaux en décembre 2021 [GER-1]. Ces ambitions et objectifs politiques constituent la base de la quantification du scénario « FF55 ». Les scénarios NEP « A », « B » et « C » du rapport NEP servent de guide pour la mise à jour des scénarios TYNDP 2022, toujours en conformité avec les storylines des scénarios telles que définies au point 2.1.3.

Enfin, le scénario « ReEU » a pris en compte les ambitions de la « REpowerEU Strategy » et les dernières ambitions officielles communiquées en avril 2022 [EUA-1].

Selon cette dernière ambition, l'objectif serait de ne plus utiliser de charbon et de lignite à partir de 2030, alors que dans le scénario « EP », on suppose une capacité limitée. Une sortie du nucléaire est prévue pour la fin de 2022 et disparaît donc à partir de 2030 dans tous les scénarios.

TABLEAU 2.6 : HYPOTHÈSES RELATIVES À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ, À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, À LA PRODUCTION DE CHARBON ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR L'ALLEMAGNE

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Demande [TWh]		504	585	690	724	608	734	782	830	630	771	845	920
SER [GW]	Énergie solaire	59	96	200	200	111	235	225	265	126	270	250	330
	Éolien terrestre	58	75	80	85	82	95	104	110	89	110	127	140
	Éolien en mer	7,5	24	30	34	32	43	47	41	40	55	63	51
Thermique [GW]	Nucléaire	4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Charbon/lignite	32	9	X	X	6,3	X	X	X	X	X	X	X

DANEMARK

Pour le Danemark, ce sont principalement les hypothèses du plan de développement du réseau danois [EDK-1] et « Nordic » [FNG-1] qui ont été prises en compte. Dans ces scénarios, on prévoit principalement une augmentation de la puissance éolienne en mer, comme l'indique également la déclaration d'Esbjerg [WEU-2], et une évolution relativement stable pour l'éolien terrestre.

Le Danemark n'a actuellement aucune centrale nucléaire en service et la dernière centrale au charbon devrait fermer à la fin 2028 ; aucune valeur n'a donc été prise en compte dans les scénarios futurs.

TABLEAU 2.7 : HYPOTHÈSES RELATIVES À LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ, À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, À LA PRODUCTION DE CHARBON ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR LE DANEMARK

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Demande [TWh]		35	53	48	49	62	56	60	64	71	60	66	73
SER [GW]	Énergie solaire	1,9	6	7	8	8	9	8	14	9	10	8	20
	Éolien terrestre	4,5	6	6	6	6	6	6	7	5	6	6	8
	Éolien en mer	2,3	7	11	11	9	19	23	13	12	28	36	16
Thermique [GW]	Nucléaire	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Charbon/lignite	1,2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

2.1.6.4. Paramètres et hypothèses globaux

RÉDACTION DE SCÉNARIOS APPROPRIÉS

Dans l'évaluation des projets d'infrastructure, nous souhaitons évaluer leur contribution à la prospérité socio-économique par une intégration accrue du système énergétique européen. Ainsi, les projets de renforcement du réseau favorisent la convergence des prix entre les pays et permettent l'intégration optimale des énergies renouvelables dans le système. Cette contribution prévue diffère de la contribution exceptionnelle en période de (quasi) pénurie.

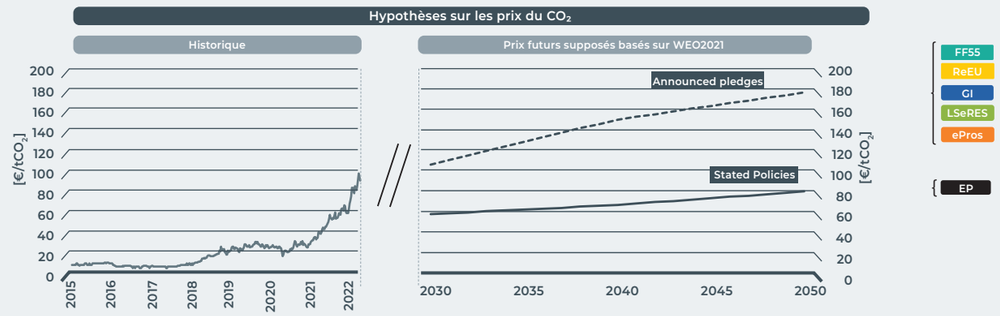
Afin d'éviter que des situations présentant des problèmes de sécurité d'approvisionnement ne faussent l'évaluation économique des projets de renforcement du réseau proposés, des scénarios adéquats au niveau européen sont préparés pour le Plan de Développement fédéral. Ceci est également conforme aux exigences légales concernant les scénarios utilisés dans le cadre du Plan de Développement fédéral[9]. Pour tous les scénarios, une capacité de production suffisante est prévue pour répondre aux différents critères nationaux de sécurité d'approvisionnement (par exemple, pour la Belgique, le LOLE doit être inférieur à 3 heures en moyenne). Dans les scénarios, cette capacité de production supplémentaire est remplie dans l'Economic Viability Loop.

Plus précisément, le choix a été fait de prévoir une capacité supplémentaire (si celle prévue dans les scénarios TYNDP s'avérait insuffisante) sous la forme d'une génération contrôlable neutre en CO_2, qui, de manière générale, présente des centrales « thermiques » neutres en CO_2 (par exemple, de futures installations avec des turbines fonctionnant au biométhane, au méthane synthétique ou à l'hydrogène). Il est important de comprendre que la technologie choisie est une « généralisation » des technologies neutres en CO_2, qui n'est utilisée que pour rendre les scénarios adéquats. On ne sait pas encore quelles technologies et quels mélanges permettraient de remplir cette capacité de production dans la réalité. La capacité dépend de la technologie choisie, les technologies dont la disponibilité est plus faible (par exemple en raison des conditions météorologiques) nécessitant une puissance nominale installée plus importante pour une même « adequacy contribution ».

PRIX DES CARBURANTS ET DU CO_2

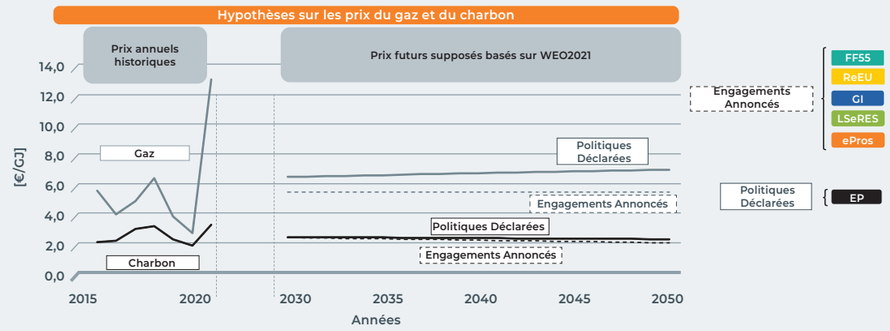
Pour effectuer des simulations de répartition économique, des hypothèses sur les prix futurs du CO_2 et des carburants sont nécessaires. Pour ce plan de développement, ces hypothèses ont été basées sur le dernier « World Energy Outlook » (WEO) publié en octobre 2021 par l'Agence internationale de l'Énergie [AIE-2]. Comme nous nous concentrons sur les tendances à long terme dans les scénarios pour ce plan de développement, il est donc supposé que les prix élevés actuels du gaz tendront vers cela à l'avenir. Le scénario « Stated Policies » du WEO intègre les politiques actuelles connues qui sont en place ou annoncées par les autorités. C'est pourquoi il est utilisé dans le scénario « Established Policies ». En revanche, dans le scénario « Announced Pledges », l'AIE part du principe que tous les engagements climatiques pris par les différentes autorités au moment de la publication du rapport, y compris ceux pour lesquels aucune politique spécifique n'a été définie, seront respectés intégralement et dans les délais. Ces hypothèses de prix seront utilisées pour tous les autres scénarios. En outre, il est important de noter que, comme dans le TYNDP 2022, selon la storyline, un mélange progressif de gaz naturel, de biogaz et de gaz synthétique comme combustible a été supposé pour les centrales au gaz. Les prix sont indiqués dans la Figure 2.30 et la Figure 2.31 en euros (2020).

FIGURE 2.30 : PRIX HISTORIQUES DU CO_2 [ETS] ET PRIX FUTURS BASÉS SUR LES TRAJETS WEO 2021



9 Article 3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité : « Le Plan de Développement tient également compte de la nécessité de disposer d'une capacité de réserve adéquate ».

FIGURE 2.31 : PRIX HISTORIQUES DU CARBURANT ET PRIX FUTURS BASÉS SUR LES TRAJETS WEO 2021



RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Afin d'évaluer l'amélioration de la prospérité socio-économique liée au développement des capacités d'échange de marché entre les zones d'enchères, il faut faire une hypothèse sur le point de départ à utiliser. Ce plan de développement utilise la méthodologie des études de marché flow-based, dont Elia est un pionnier. La méthodologie flow-based signifie que les possibilités d'importation et d'exportation de la Belgique sont définies selon les principes de calcul et d'attribution de la capacité flow-based, tels qu'ils sont introduits dans « The European guideline on Capacity Allocation & Congestion Management » [ENT-5].

Ce n'est qu'en reproduisant les forces du marché que les indicateurs économiques et de sécurité d'approvisionnement peuvent être calculés avec précision. Dans les simulations de marché utilisées dans cette étude, trois méthodes différentes ont été utilisées pour modéliser les capacités d'échange. Un bref aperçu est donné ci-dessous. Les interconnexions prévues et nouvelles ont été prises en compte sur la base de la liste de projets du TYNDP 2022. Pour les horizons 2035 et 2040, les interconnexions Triton et Nautilus et le renforcement de l'axe Lonny-Achene Gramme (voir également le Chapitre 4) pour la description de ces projets) ont été supposés être en service dans le scénario.

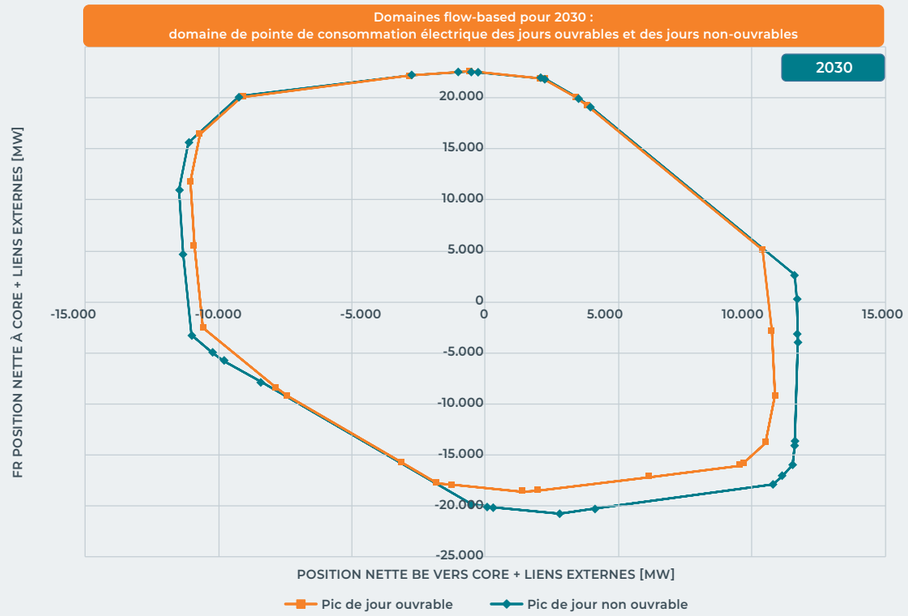
- **Pour les échanges entre deux pays en dehors de la région core**, des capacités d'échange bilatérales définies (également appelées Net Transfer Capacitities - NTC) ont été utilisées ;
- **Pour les échanges entre la région core** et les zones d'enchères situées en dehors de la région core, des capacités d'échange bilatérales définies ont été utilisées avec une technique de modélisation flow-based appelée « Advanced Hybrid Coupling ». Avec cette technique de modélisation, l'échange devient une partie des variables d'optimisation du processus flow-based ;
- **Pour les échanges au sein de la région core**, la méthodologie flow-based a été utilisée.

La modélisation des échanges basée sur la méthodologie flow-based est un processus complexe qui dépend de nombreux paramètres. Le Tableau 8 donne un aperçu des principaux paramètres utilisés pour générer les domaines flow-based. Pour ce plan de développement, 44 domaines dimensionnels ont été pris en compte (CORE + ALEGRO + AHC). En raison du grand nombre de dimensions, il n'a pas été possible de fournir une représentation complète du domaine dans ce rapport. À titre d'illustration, une projection en 2D des domaines de pointe des jours ouvrables et des jours non ouvrables est présentée à la Figure 2.32.

TABLEAU 2.8: PRINCIPALES HYPOTHÈSES MODÉLISATION FLOW-BASED

Paramètres du marché	2030-2035-2040
Périmètre flow-based	Core
Zones d'enchères	AS IS
minRAM	70% pour toute la région CORE
Modélisation des flux externes	Advanced Hybrid Coupling (AHC)
Contraintes externes	Pas de contraintes externes
Utilisation de transformateurs déphaseurs dans le calcul de la capacité	Pour la Belgique : 1/2 Pour les autres : 1/3

FIGURE 2.32 : DOMAINES FLOW BASED DE POINTE DE CONSOMMATION ÉLECTRIQUE DES JOURS OUVRABLES ET DES JOURS NON OUVRABLES POUR 2030. LE 3E QUADRANT REPRÉSENTE UNE SITUATION OÙ FR ET BE IMPORTENT

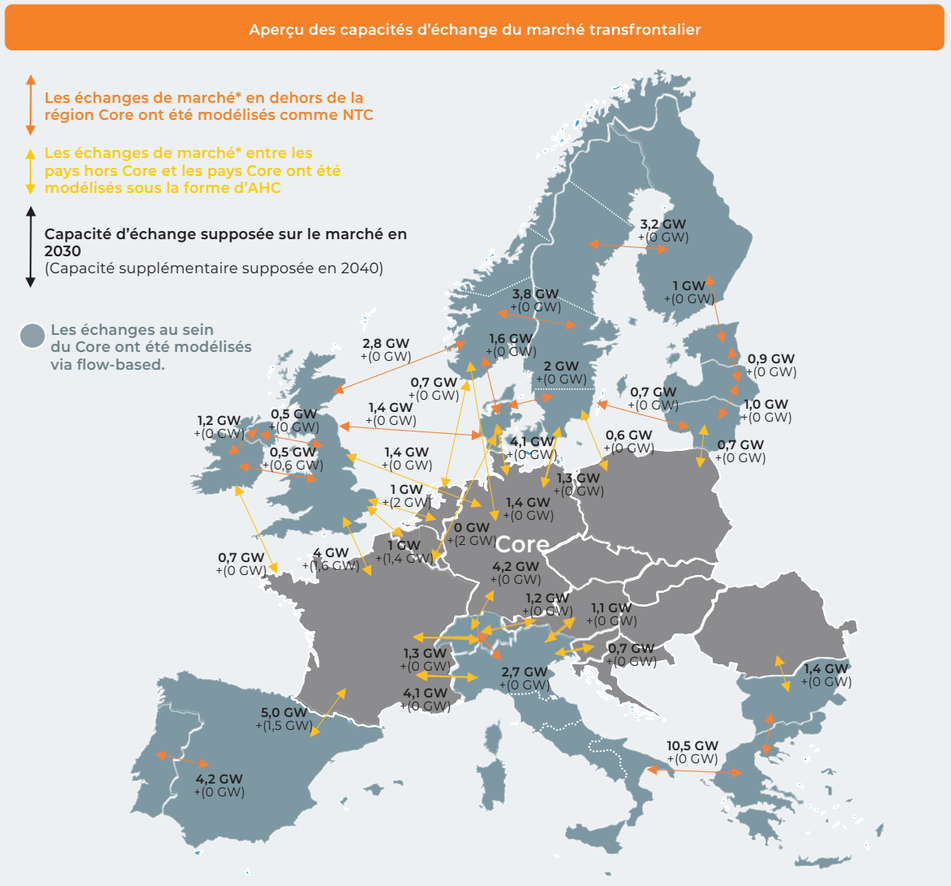




Pour les capacités d'échange modélisées avec une approche NTC ou AHC, la Figure 2.33 donne un aperçu des capacités d'échange dans les scénarios 2030 et 2040.

Pour les horizons 2030 et 2035, les capacités d'échange de 2030 ont été utilisées. Pour 2040, le réseau de référence a été ajusté.

FIGURE 2.33 : APERÇU DES CAPACITÉS D'ÉCHANGE ENTRE LES PAYS



* La valeur affichée est la valeur NTC dans une direction pour une frontière terrestre (elle peut parfois différer de celle dans l'autre direction)

Seules les liaisons transfrontalières ont été inclues dans cette figure. Des valeurs NTC ont également été prises en compte pour les échanges entre les zones d'enchères en Italie, Norvège et Suède.

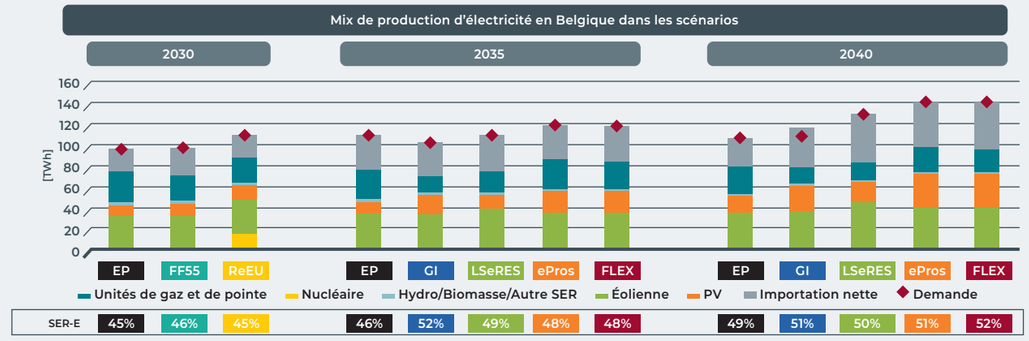
2.1.7. RÉSULTATS DE DISPATCHING DU MARCHÉ

2.1.7.1. Mix énergétiques

À partir des hypothèses définies au point 2.1.6, le marché de l'énergie a été simulé dans le périmètre de simulation sur une base horaire pour les différents scénarios et horizons temporels.

La Figure 2.34 illustre les mix énergétiques résultants pour la Belgique. La production éolienne offshore des parcs éoliens situés dans la ZEE belge a été incluse dans la figure. Selon le scénario, la part de SER-E[10] en Belgique pourrait atteindre 52 % à l'horizon 2040. Le reste de l'énergie consommée doit être fourni par les échanges internationaux et la production thermique. On peut noter que pour 2030, la part de SER-E ne semble pas varier beaucoup entre les scénarios, alors que la quantité de SER varie. Cela est dû en grande partie à une demande plus élevée dans les scénarios FF55 et ReEU.

FIGURE 2.34 : MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET PART DE RES-E EN BELGIQUE POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ET HORIZONS TEMPORELS



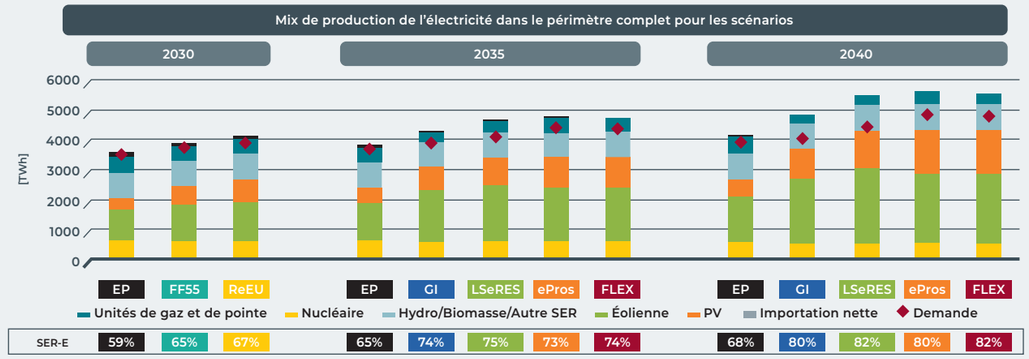
Le potentiel de production à partir de sources d'énergie renouvelables en Belgique est insuffisant pour couvrir la totalité de la consommation électrique future en Belgique à moyen terme. Même avec une très forte croissance de la production d'énergie renouvelable sur le territoire belge, selon les scénarios du Plan de Développement fédéral, la production nationale d'énergie renouvelable ne pourra couvrir que la moitié de la consommation électrique.

10 La part de SER-E a été calculée comme le rapport entre la production de sources renouvelables en Belgique (territoire + ZEE) et la consommation totale d'électricité (demande + électrolyse).

La Figure 2.35 illustre les mix énergétiques résultants pour l'ensemble du périmètre de simulation[11]. Il est important de noter que dans les scénarios où le taux d'électrification est plus élevé, le besoin de production d'électricité augmente également. En raison de cette demande supplémentaire, la part des énergies renouvelables en termes absolus augmente plus rapidement que la part de la SER-E. Dans ces scénarios, la génération renouvelable ajoutéte remplace donc indirectement les combustibles fossiles dans d'autres secteurs.

On peut en outre observer que, bien que ses coûts variables soient généralement plus élevés que ceux des SER, la génération thermique contrôlable reste présente dans tous les scénarios, tant en Belgique qu'en Europe en général. Il est important de noter que cette génération thermique contrôlable devra être (partiellement) décarbonisée par l'utilisation de biocarburants, de combustibles synthétiques ou de technologies de capture du carbone. Il convient de noter que, malgré une diminution limitée de la part dans la production d'électricité avec des unités au gaz et de pointe, la part des combustibles fossiles dans le mix énergétique total diminue très fortement, comme l'illustre la Figure 2.37.

FIGURE 2.35 : MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET PART DE SER-E DANS L'ENSEMBLE DU PÉRIMÈTRE DE SIMULATION POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ET HORIZONS TEMPORELS



2.1.7.2. Évolution des différences de prix sur le marché de gros de l'électricité

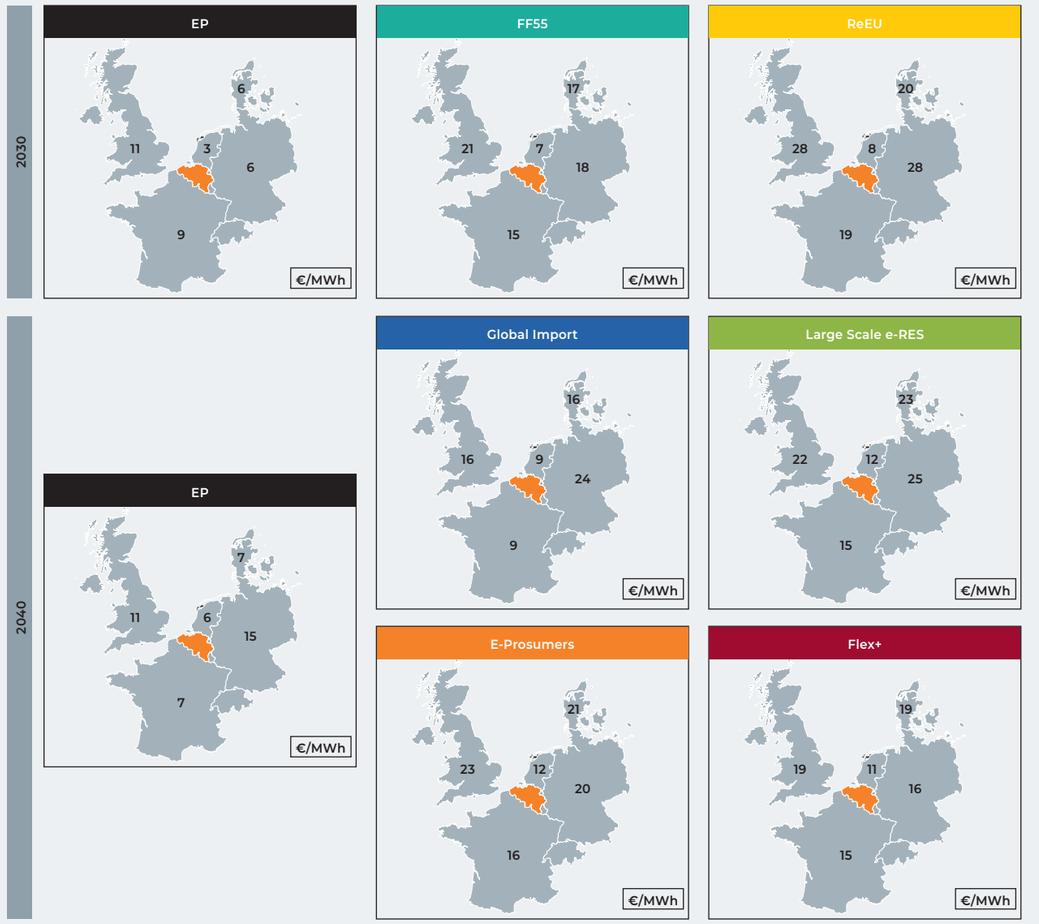
Lorsqu'une capacité d'échange supplémentaire est prévue entre deux zones d'enchères, elle garantit que la zone d'enchères ayant les prix les plus élevés peut importer de l'énergie moins chère de la zone d'enchères ayant les prix les plus bas. Un aspect important de l'évaluation des avantages d'une capacité d'échange supplémentaire est donc la différence de prix, heure par heure, entre les deux zones d'enchères. Comme le prix le plus bas peut parfois se trouver dans une zone d'enchères ou une autre, on peut choisir de se baser sur la valeur absolue de cette différence de prix sur une base horaire. En prenant la moyenne de ces valeurs absolues, on obtient la différence de prix absolue moyenne. La Figure 2.36 illustre la différence de prix absolue moyenne des pays voisins de la Belgique (et du Danemark) avec la Belgique. Un impact significatif des moments où le prix s'est approché de la limite de prix a été remarqué lors de l'analyse des résultats. Afin d'éviter que ces effets à certains moments n'influencent trop l'interprétation des résultats, le prix du marché a été limité à 500 €/MWh pour l'établissement des figures, afin de donner une image des moments où les prix sont restés dans les limites habituelles. Il est important de noter que le coût total du système énergétique n'a pas été pris en compte lors de l'élaboration des scénarios. Aucune conclusion ne peut donc être tirée des graphiques ci-dessous quant à l'opportunité ou au coût des différents scénarios.

Pour la période allant jusqu'à 2030, les plus grandes différences de prix sont observées dans le scénario « FF55 » et « ReEU ». Cela peut s'expliquer, d'une part, par les différences de prix supposés pour les carburants et le CO_2 et, d'autre part, par un degré d'électrification plus élevé ainsi qu'une plus grande pénétration des sources d'énergie renouvelables. En outre, les scénarios « FF55 » et « ReEU » tiennent compte de l'abandon accéléré du charbon et du lignite par les autorités allemandes (d'ici 2030). Cela élimine un grand volume de capacité de génération, qui est remplacé par une capacité de remplacement (souvent plus coûteuse !).

Pour la période postérieure à 2030, on observe une tendance similaire avec des différences de prix plus importantes dans les scénarios conformes aux émissions nettes nulles. Les différences de prix sont les plus importantes dans les scénarios prévoyant une forte pénétration des sources d'énergie renouvelables.

L'ajout d'une flexibilité supplémentaire dans le scénario « FLEX+ » par rapport au scénario « E-Prosumers » a un léger effet modérateur sur les différences de prix.

FIGURE 2.36 : DIFFÉRENCE DE PRIX HORAIRE ABSOLUE MOYENNE AVEC LA BELGIQUE POUR TOUS LES SCÉNARIOS AUX HORIZONS 2030 ET 2040



11 Le périmètre de simulation comprend l'UE27 sans Chypre et Malte, mais avec le Royaume-Uni, la Norvège et la Suisse. Une description détaillée se trouve à la section 2.1.5.2.

2.1.8. DEMANDE D'ÉNERGIE PRIMAIRE ET DÉPENDANCE À L'ÉGARD DES IMPORTATIONS POUR L'UE-27[12]

Dans cette section, sur la base de la demande énergétique finale et des résultats des simulations du marché de l'électricité, le besoin énergétique total est déterminé pour l'ensemble du système énergétique de l'UE-27. La manière dont cette demande d'énergie est satisfaite diffère à nouveau selon le scénario et le vecteur énergétique. Finalement, sur la base de l'origine de l'approvisionnement d'énergie, on peut déterminer les importations totales (§2.1.8.2) et comment évolue la demande primaire totale (§2.1.8.1) d'énergie.

2.1.8.1. Approvisionnement en énergie primaire

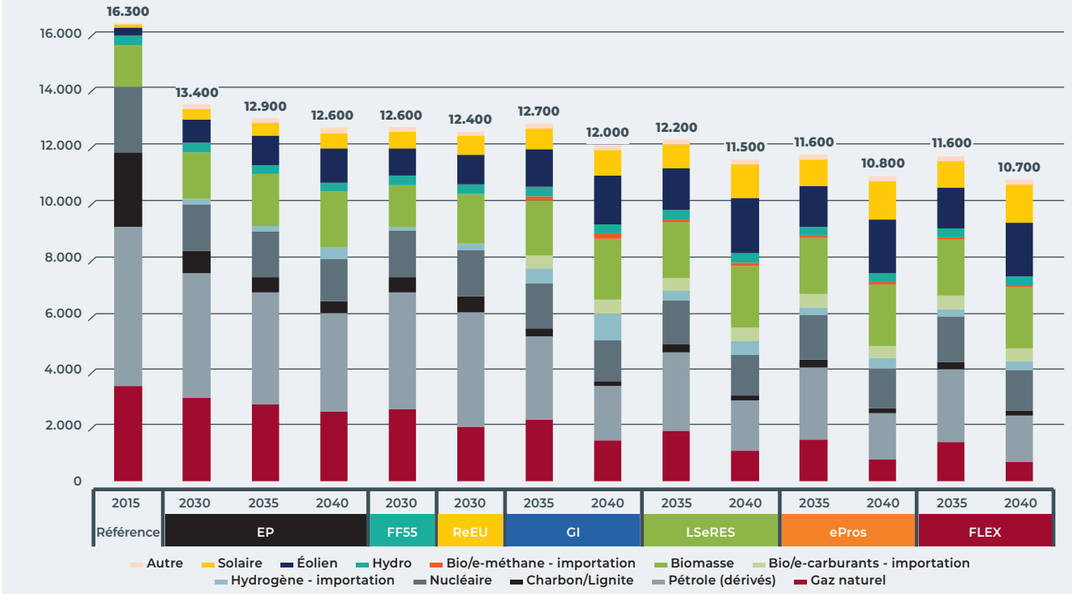
Sur la base de la demande d'énergie finale, de la demande de production d'électricité, de la demande de transformation entre vecteurs énergétiques et des importations, l'approvisionnement d'énergie primaire peut être déterminé, comme l'illustre la Figure 2.37. Cette étude utilise la même définition que celle du rapport TYNDP2022, qui inclut la demande de matières premières non énergétiques et le transport international.

En général, on peut noter que, principalement grâce à l'efficacité énergétique, on obtient une diminution de la demande d'énergie primaire de -23 % (« EP ») à -34 % (« FLEX ») en 2040. En raison du fort déploiement des SER et - dans une moindre mesure - de la production et de l'importation de carburants biologiques et synthétiques, la part des SER dans l'approvisionnement en énergie primaire passe de 14 % en 2015 à 36 % (« EP ») et de 56 % à 62 % dans les scénarios PDF à long terme en 2040.

D'ici à 2030, l'élimination progressive du charbon et du lignite dans la production d'électricité et dans la consommation finale est particulièrement importante pour la réduction de la demande d'énergie primaire (fossile). Le déploiement supplémentaire des SER et la réduction de la consommation finale de combustibles fossiles dans le scénario « FF55 » se traduisent par une consommation d'énergie primaire légèrement inférieure et une part de SER plus élevée de 28 % (contre 25 % dans « EP »). Dans le scénario « ReEU », cette part passe finalement à 33 %, principalement grâce à un passage supplémentaire du gaz naturel au biométhane et à l'électrification via les SER.

Dans la période postérieure à 2030, la consommation d'énergie primaire est la plus faible dans les scénarios « ePros » et « FLEX », en raison de la poursuite de l'électrification couverte principalement par la croissance des SER. Dans ce scénario, la demande finale de molécules est la plus faible et les conversions d'énergie primaire sont évitées. Dans les scénarios « ePros » et « FLEX », la part la plus élevée de SER est atteinte (62 %) grâce à une combinaison de SER et l'accent mis sur la production locale de molécules vertes. Dans le scénario « GI » et - dans une moindre mesure - dans le scénario « LSeRES », les besoins en molécules qui ne peuvent pas toutes être produites et/ou importées de manière décarbonée sont plus importants, de sorte que la part des SER est légèrement inférieure (56 % dans « GI » et 59 % dans « LSeRES »).

FIGURE 2.37 : OFFRE D'ÉNERGIE PRIMAIRE DANS L'UE27 (Y COMPRIS LA DEMANDE DE MATIÈRES PREMIÈRES NON ÉNERGÉTIQUES ET DE TRANSPORT INTERNATIONAL)



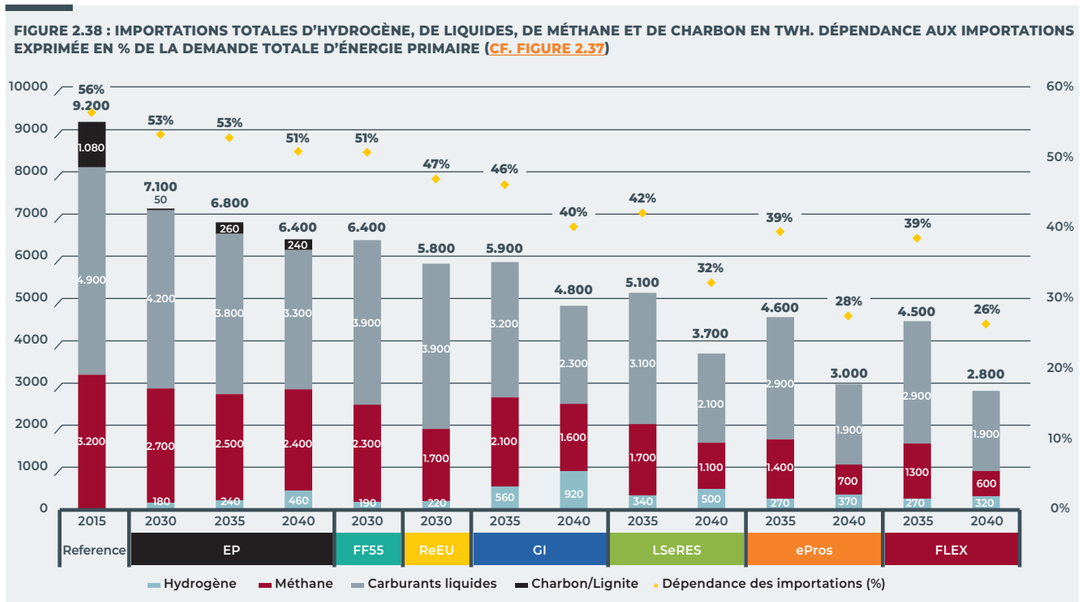
2.1.8.2. Importations

Comme l'illustrent les Figure 2.38 et Figure 2.39, dans tous les scénarios, les besoins en importations d'énergie primaire dans l'UE-27 diminuent en termes absolus et relatifs. Cela s'explique par cinq facteurs :

- Augmentation de l'**efficacité énergétique globale** : des mesures telles que l'isolation des bâtiments et l'optimisation des processus industriels réduisent la demande énergétique globale. Pour la période allant jusqu'en 2030, cet effet est supposé être plus fort dans les scénarios « FF55 » et « ReEU ».
- L'**électrification** de l'utilisation finale réduit principalement les besoins en liquides, méthane et hydrogène. Les scénarios présentant le taux d'électrification le plus élevé (« ePros » et « FLEX ») ont la plus faible dépendance à l'égard des importations (tant en termes absolus que relatifs). Dans le scénario « GI » et, dans une moindre mesure, dans le scénario « LSeRES », les molécules conservent une grande importance. En raison du potentiel de production relativement limité dans l'UE-27, ces produits doivent être principalement importés.
- Forte augmentation des **SER** dans tous les scénarios. La production accrue d'électricité à partir de SER réduit la nécessité de centrales thermiques alimentées par du charbon, du gaz et/ou des dérivés de l'hydrogène.
- **La production locale de molécules (vertes)** réduit également le besoin d'importations. Dans le scénario « ePros », caractérisé par une forte décentralisation et une autonomie énergétique, l'UE-27 a la demande la plus faible en molécules, mais, en même temps, cette demande peut être satisfaite dans une large mesure par, par exemple, la production de biométhane, d'hydrogène vert et de carburants synthétiques. À l'autre extrémité du spectre, dans le scénario « GI », l'UE-27 est fortement imbriquée dans le marché mondial de l'énergie et importera une grande partie de la demande de molécules.
- Un dernier facteur qui réduit la dépendance aux importations est **la flexibilité du système électrique**. Une flexibilité supplémentaire réduit le besoin de centrales thermiques de secours grâce à une meilleure intégration des SER et donc à l'importation de molécules destinées à être utilisées comme combustible. Ainsi, si l'on compare le scénario « ePros » au scénario « FLEX », le besoin d'importations diminue d'environ 200 TWh supplémentaires.

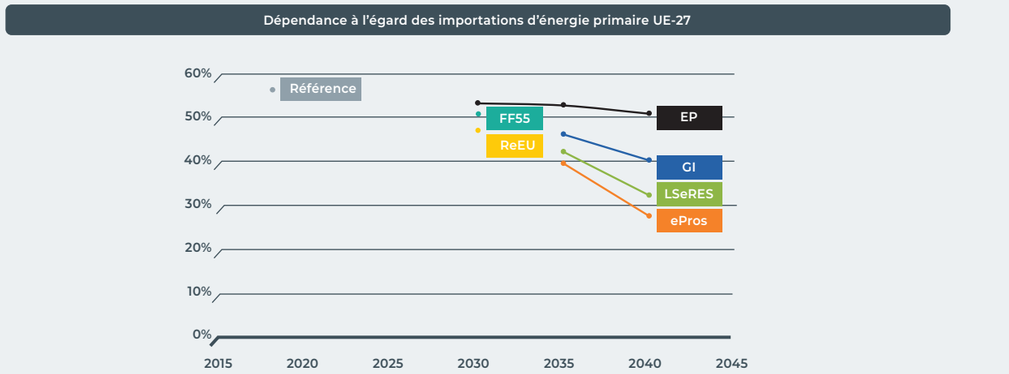
Il convient de noter que le scénario « ReEU » parvient à réduire la dépendance totale vis-à-vis des importations en 2030 d'environ 1300 TWh par rapport au scénario « EP » et de 600 TWh par rapport au scénario « FF55 » ; cette évolution est principalement due à la réduction des importations totales de méthane.

FIGURE 2.38 : IMPORTATIONS TOTALES D'HYDROGÈNE, DE LIQUIDES, DE MÉTHANE ET DE CHARBON EN TWH. DÉPENDANCE AUX IMPORTATIONS EXPRIMÉE EN % DE LA DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE (CF. FIGURE 2.37)



12 L'UE27 ne comprend pas Malte et Chypre, car ces pays ne font pas partie du périmètre simulé.

FIGURE 2.39 : DÉPENDANCE DE L'UE-27 À L'ÉGARD DES IMPORTATIONS PAR SCÉNARIO, EN % DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE PRIMAIRE (CF. §2.1.8.1)



2.1.9. ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Les différents scénarios utilisés dans le PDF sont construits dans le but d'atteindre différents objectifs en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

- Le scénario « FF55 », basé sur le paquet Fit For 55, a pour objectif d'atteindre une réduction d'au moins 55 % des émissions de GES [CEU-1].
- Le scénario « ReEU », basé sur la stratégie REpowerEU, ne fixe pas d'objectif plus précis que la réduction de 55 % prévue par le paquet Fit For 55, mais comprend des sous-objectifs plus précis pour certains paramètres[13].
- Enfin, les scénarios PDF à long terme (« GI », « LSeRES », « ePros » et « FLEX ») ont pour objectif d'atteindre la neutralité en CO_2 d'ici 2050, comme le prévoit le Green Deal européen de 2019 [EUC-14].

Les émissions totales de GES peuvent être subdivisées en trois parties. Tout d'abord, il y a les émissions qui découlent de l'utilisation finale des combustibles fossiles dans les différents secteurs (par exemple, le chauffage des bâtiments, les combustibles pour le transport et l'industrie, etc.). Ensuite, il y a les émissions générées par la production d'électricité (par exemple, dans les centrales au charbon, au gaz, etc.). Enfin, il existe également des émissions provenant de secteurs non énergétiques, appelées émissions de processus. Cela inclut les émissions non CO_2 telles que le méthane, le N2O et les gaz F. Ceux-ci sont rejetés, entre autres, par l'agriculture et par le traitement et le transport du méthane.

2.1.9.1. Émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'électricité

En 2019, les émissions totales de CO_2 du secteur de l'électricité se sont élevées à environ 970 Mtonnes de CO_2. Comme déjà démontré dans la section 2.1.6.2, tous les scénarios supposent une électrification accrue de la demande d'énergie finale vers 2040. La production d'hydrogène et de combustibles synthétiques par électrolyse crée également une demande supplémentaire d'électricité. En effet, en l'absence d'électricité verte locale, ces molécules devraient être obtenues soit par des combustibles fossiles, soit par des importations. Afin d'atteindre les objectifs en matière de GES grâce à cette électrification rapide et à la production de molécules vertes, il est indispensable de décarboniser la production d'électricité dans un laps de temps relativement court.

Comme le montre la Figure 2.40, **vers 2030**, les émissions de CO_2 diminuent sensiblement dans les trois scénarios, principalement en raison du fort déploiement des SER et de l'élimination progressive du charbon. Ces deux effets sont encore plus marqués dans les scénarios « FF55 » et « ReEU », ce qui entraîne une baisse des émissions globales.

Après 2030, tous les scénarios (à l'exception de « EP ») montrent une évolution similaire des émissions totales de CO_2, avec seulement une différence d'un peu plus de 10 Mton CO_2 entre les scénarios. Outre le fort déploiement des SER, la décarbonisation de la génération thermique grâce au biométhane, au méthane synthétique et aux turbines à hydrogène est également un facteur important de réduction des émissions globales dans le secteur de l'électricité. Les scénarios supposent que l'utilisation de molécules vertes dans ces centrales est préférée à l'installation de la technologie CCS/U (Carbon Capture Storage/Usage). Il convient de noter que la flexibilité supplémentaire supposée réduit les émissions en 2040 d'environ 15 Mtonnes de CO_2 (« ePros » par rapport à « FLEX »), ce qui s'explique principalement par le moindre besoin de génération thermique dans le scénario « FLEX ».

FIGURE 2.40 : ÉMISSIONS TOTALES DE CO_2 DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'UE-27, EN MTCO$_2$

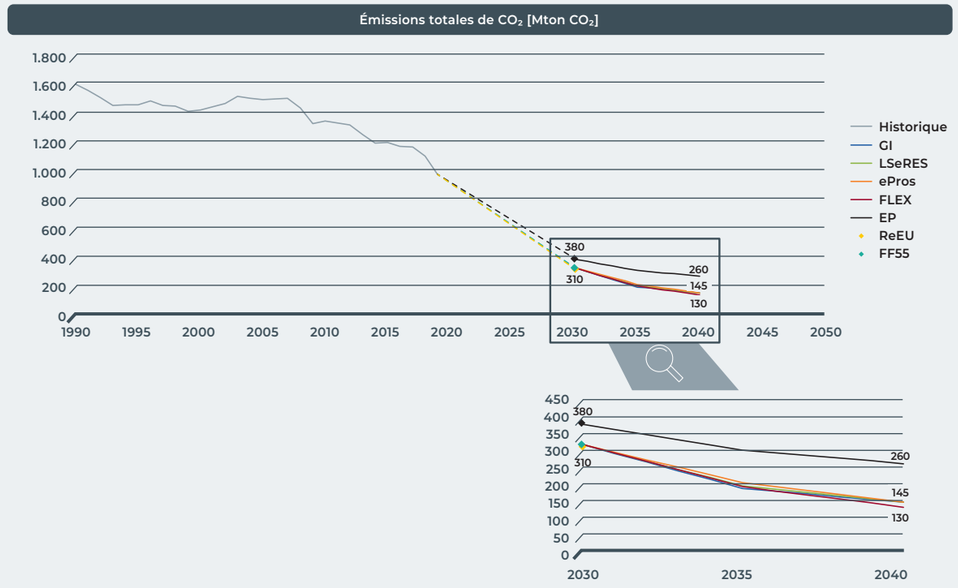
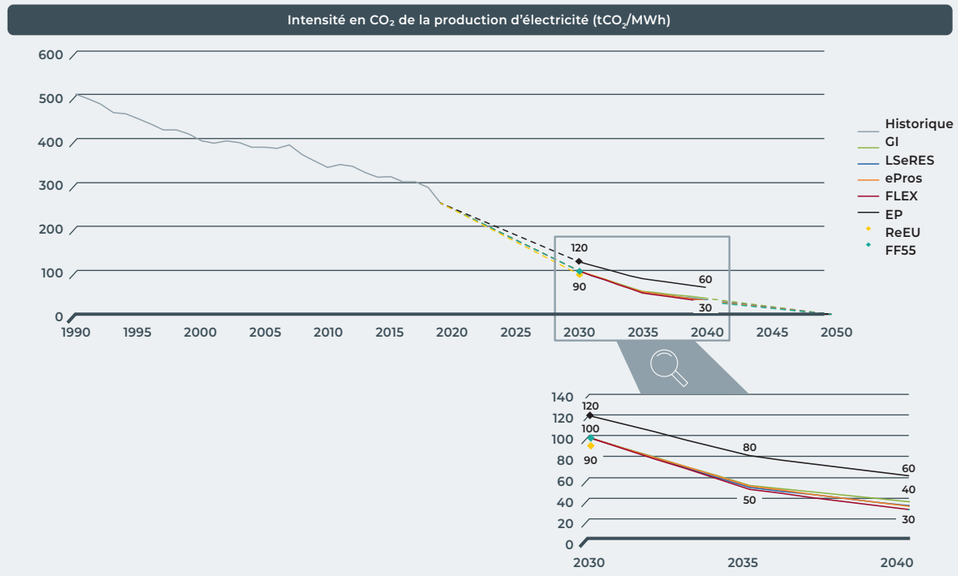


FIGURE 2.41 : INTENSITÉ EN CO_2 DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN TCO$_2$/MWH



13 Par exemple, obtenir une part de 45 % de SER dans la demande d'énergie primaire (contre 40 % dans le cadre de l'initiative Fit For 55).

2.1.9.2. Émissions non CO_2 et négatives

En ce qui concerne les émissions non CO_2 et les émissions négatives de GES provenant de la LULUCF (« Land Use, Land-Use Change and Forestry »), il est fait référence à la section 5.4.1 du rapport TYNDP 2022. Comme dans cette étude, les valeurs sont reprises telles qu'elles ont été déterminées dans l'analyse d'impact du paquet Fit For 55 et dans la stratégie à long terme de la Commission européenne. Ces valeurs sont mises en équation dans tous les scénarios.

Dans celui-ci, les émissions hors CO_2 passent de 627 Mtonnes en 2022 à 288 Mtonnes en 2050. Les émissions négatives de la LULUCF passent de 264 Mt à 425 Mt en 2050.

Enfin, cette étude ne prend en compte que la CCS dans la production d'hydrogène par SMR (Steam Methane Reforming). Cette capture de CO_2 évolue de 27 Mtonnes (2035) à 21 Mtonnes (2040) en « ePros » et de 47 Mt (2035) à 45 Mt (2040) dans « GI ». La « postcombustion » de la CCS n'est actuellement pas prise en compte dans les scénarios car la période considérée ne va que jusqu'en 2040. Le besoin résiduel de CCS ne peut être déterminé que si l'on sait si l'objectif de neutralité en CO_2 pour 2050 sera atteint ou non.

2.1.9.3. Total des émissions de GES

La Figure 2.42 illustre les parcours des émissions totales de CO_2 pour les différents scénarios.

Pour la période allant jusqu'à 2030, on constate que le scénario « FF55 » atteint tout juste l'objectif de réduction de 55 %. Le scénario « ReEU » obtient une réduction supplémentaire d'environ 130 Mtonnes, principalement due à une réduction de l'utilisation du méthane fossile grâce à un déploiement accéléré des SER et à la production locale de biométhane. Le scénario « EP » n'atteint pas l'objectif de 2030 et le parcours jusqu'en 2040 n'est pas conforme au parcours nécessaire pour atteindre la neutralité en CO_2 en 2050.

Pour la période postérieure à 2030, les différences entre les scénarios sont limitées avec 215 Mtonnes de différence entre le scénario le plus élevé et le plus bas. Comme le démontrent le point 2.1.9.1 et la Figure 2.43, les différences dans les émissions de CO_2 pour la production d'électricité sont limitées et la différence totale entre le scénario présentant les émissions les plus élevées (« GI ») et les plus faibles (« ePros » et « FLEX ») s'explique principalement par les émissions dans les secteurs finaux. Dans le scénario « GI », une part importante de la consommation est basée sur des molécules qui ne sont pas (encore) totalement décarbonisées en 2035 et 2040. La décarbonisation de la production d'électricité est plus rapide et plus profonde que celle des molécules (ex. gaz naturel → bio-gaz, hydrogène gris → hydrogène vert, etc.). Dans les scénarios « ePros » et « FLEX », en raison de l'électrification supposée plus importante dans ces scénarios, cela entraîne donc des réductions d'émissions plus rapides. Enfin, le « LSeRES » occupe une position centrale entre les scénarios « GI » et « ePros ». Bien que la période postérieure à 2040 ne soit pas entièrement modélisée dans cette étude, les quatre scénarios à long terme semblent se diriger vers la neutralité en CO_2 en 2050.

FIGURE 2.42 : ÉMISSIONS NETTES DE CO_2 DANS L'UE-27 EN MTCO2 (Y COMPRIS LULUCF, HORS CSC « POST-COMBUSTION »)

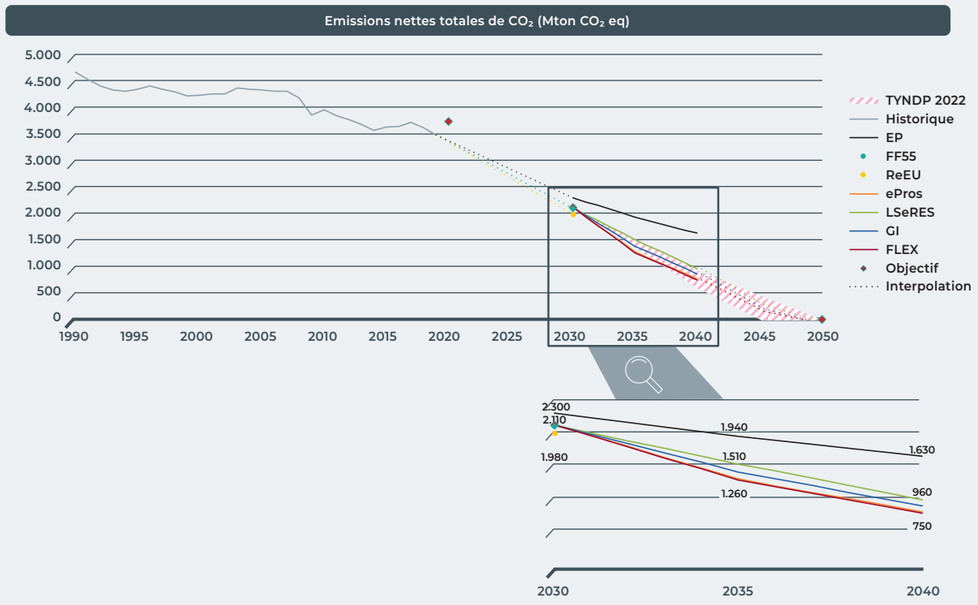
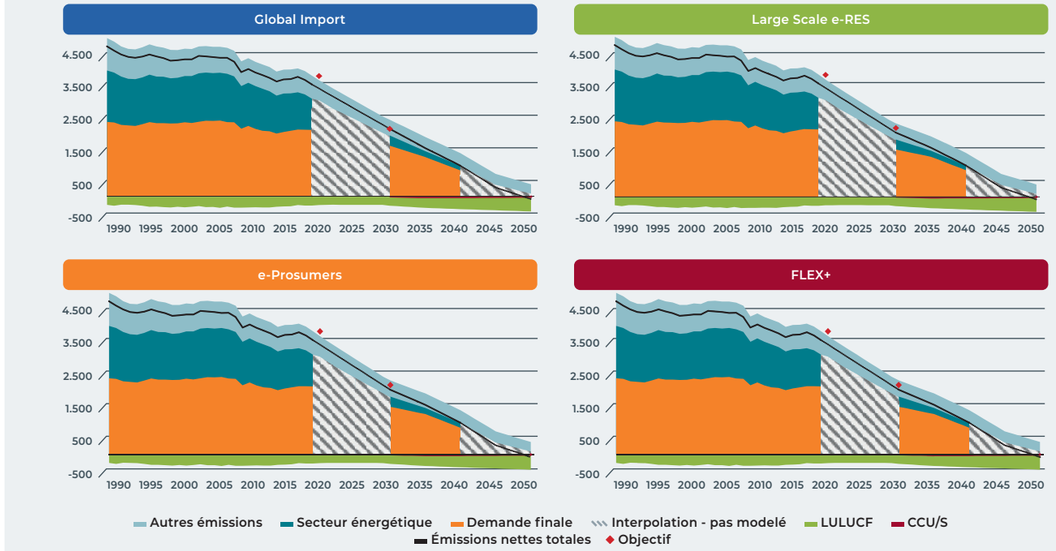


FIGURE 2.43 : ÉMISSIONS NETTES DE CO_2 PAR SCÉNARIO ET PAR COMPOSANT EN MTCO$_2$EQ. LA DEMANDE FINALE CORRESPOND AUX ÉMISSIONS CAUSÉES PAR LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DANS LES SECTEURS FINAUX (BÂTIMENTS, TRANSPORTS ET INDUSTRIE), EN COMPTANT LES ÉMISSIONS PROVENANT DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE DANS LE « SECTEUR DE L'ÉNERGIE »





2.2 Un système énergétique intégré

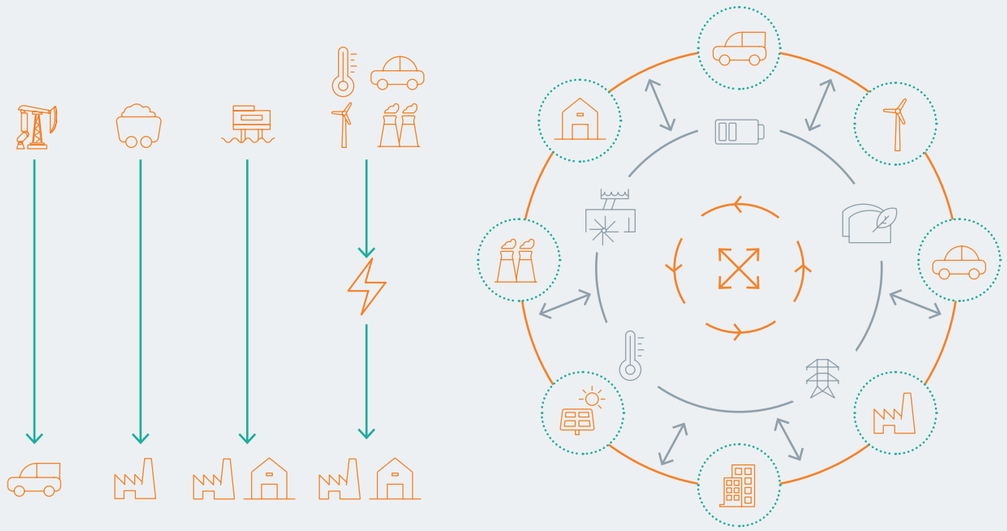
Ce chapitre décrit tout d'abord et surtout le concept de « système énergétique intégré » tel qu'il est défini dans l'**Energy System Integration Strategy** de la Commission européenne [EUC-15] et expliquera également comment le présent Plan de Développement fédéral reste cohérent avec cette stratégie et y souscrit.

2.2.1. UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE INTÉGRÉ POUR UNE EUROPE NEUTRE SUR LE PLAN CLIMATIQUE

Pour atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 et réaliser les ambitions du Green Deal (§1.2 La Transition énergétique - Neutralité climatique d'ici 2050), une transformation du système énergétique est indispensable. Le système énergétique actuel suit encore largement un modèle linéaire, comme l'illustre la Figure 2.44. Dans ce système, des sources d'énergie spécifiques sont liées de manière rigide à des secteurs d'utilisation finale spécifiques. Par exemple, le secteur de la mobilité, le secteur du chauffage et l'industrie fonctionnent encore principalement avec des combustibles fossiles. Le secteur de l'électricité tire déjà ses besoins en énergie primaire d'un plus large éventail de sources d'énergie, allant des combustibles fossiles aux sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne, et c'est donc le secteur qui a pris le plus de mesures pour découpler les sources de production et de consommation individuelles.

Ces systèmes parallèles sont généralement planifiés de manière indépendante et disposent de règles de marché spécifiques au secteur. Comme la majeure partie du potentiel renouvelable est disponible dans des sources qui produisent de l'électricité, les sources renouvelables ont jusqu'à présent principalement intégré le système électrique. Ces unités de production renouvelables ne produisent bien sûr de l'électricité que lorsque la source renouvelable (vent, soleil, vagues, etc.) est présente, et sont donc par nature « variables » et non contrôlables.

FIGURE 2.44 : D'UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE LINÉAIRE (À GAUCHE) À UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE INTÉGRÉ (À DROITE)



Au sein d'une telle « chaîne de valeur verticale » dans un certain secteur, il existe également des inefficacités à différents endroits, comme une faible efficacité énergétique et, par conséquent, d'importantes pertes d'énergie sous forme de chaleur perdue.

Ces évolutions sont bien sûr historiques, mais les progrès technologiques dans la production d'énergie, les systèmes de stockage et la numérisation créent des opportunités, car ils fournissent à la société de plus en plus de moyens d'éviter ou d'exploiter ces inefficacités.

La réalisation efficace de la décarbonation poussée de tous les secteurs, dans laquelle le potentiel des sources d'énergie renouvelables volatiles et non contrôlables peut être utilisé de la manière la plus efficace dans l'ensemble du système énergétique, n'est possible que par une évolution des différents flux énergétiques parallèles en un système énergétique intégré, dans lequel des échanges d'énergie entre les différents vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation peuvent avoir lieu.

Dans ce contexte, il convient de souligner que l'intégration du système énergétique n'est pas une fin en soi qui doit être atteinte à tout prix. C'est un moyen d'atteindre la neutralité climatique. La contribution de chaque mesure proposée dans ce cadre à la neutralité climatique doit toujours être évaluée pour s'assurer que les avantages dépassent les coûts.

L'intégration du système énergétique, telle qu'elle est définie dans la stratégie européenne susmentionnée pour la réalisation d'un système énergétique intégré, comprend quatre concepts qui se complètent et se renforcent mutuellement.

(1) Premièrement : la transition vers un système circulaire avec **l'efficacité énergétique au centre du système énergétique**. Les choix les moins énergivores sont privilégiés, les flux de déchets inévitables sont réutilisés à des fins énergétiques tandis que les synergies entre les secteurs sont exploitées.

(2) Deuxièmement, une **plus grande électrification directe des secteurs d'utilisation finale**, comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur, mais aussi dans les processus industriels.

(3) Troisièmement, **l'utilisation de combustibles renouvelables et à faible teneur en carbone, y compris l'hydrogène, pour les applications finales où le chauffage direct ou l'électrification ne sont pas réalisables, pas efficaces ou plus coûteux**[14].

(4) Quatrièmement, **un système plus « multidirectionnel », où les consommateurs jouent un rôle actif dans l'offre et la demande d'énergie**.

Les paragraphes suivants abordent ces principes plus en détail et les encadrent également à la lumière du présent plan de développement et du contexte belge. L'intention n'est pas de discuter de ces concepts de manière exhaustive. Il est fait référence à cet effet au texte de la Commission européenne.

2.2.2. L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE AU CŒUR DU NOUVEAU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

La notion de « priorité à l'efficacité énergétique » est au cœur de l'intégration des systèmes. En premier lieu, une réduction de la demande d'énergie signifie en effet qu'il faut produire moins d'énergie, et donc que les effets négatifs de cette dernière ne se produisent pas. Deuxièmement, il est peu probable que le potentiel d'énergie renouvelable en Europe soit suffisant pour couvrir toute la demande énergétique future [ELI-3]. Par conséquent, afin de réduire la dépendance à l'égard des importations, il est important d'utiliser le plus efficacement possible l'énergie produite localement. Enfin, l'efficacité énergétique réduit les besoins et les coûts d'investissement globaux liés à la production, aux infrastructures et à l'utilisation de l'énergie. L'utilisation de l'espace et des ressources matérielles diminue également.

La réduction de la demande énergétique globale entraîne une augmentation de l'importance des solutions du côté de la **demande**. Dans ce contexte, les solutions du côté de la demande doivent être interprétées dans une perspective de système complet, en tenant compte de l'ensemble de la chaîne, de la production à la consommation. Les solutions du côté de la demande font référence, d'une part, à une réduction de l'utilisation finale de l'énergie (par exemple en améliorant l'isolation des logements) et, d'autre part, à une gestion « plus intelligente » de la demande afin d'obtenir un profil de consommation qui corresponde à la production volatile des sources renouvelables et réduise le besoin d'unités de production de pointe moins efficaces. Ce dernier concept devrait avoir un potentiel important et les préparatifs pour sa réalisation sont en cours. D'une part, il y a l'aspect « matériel », comme le déploiement de compteurs intelligents (smart meter) par le gestionnaire du réseau de distribution. D'autre part, les processus, standards et concepts de marché nécessaires doivent également être élaborés. C'est dans ce contexte qu'Elia, par le biais d'une « **Consumer Centric Market Design** », s'engage pleinement à identifier ce potentiel et à le mettre

14 Par exemple, dans le cas de processus à haute température.

en pratique. Ce point est examiné en détail au §2.2.5 Système multidirectionne.

L'utilisation de l'électricité du côté de la demande au lieu d'autres vecteurs énergétiques fossiles peut également entraîner des gains d'efficacité importants si l'on tient compte de l'ensemble de la chaîne, de la production à la consommation. La section 2.2.3, consacrée à une plus grande électrification directe des secteurs d'utilisateurs finaux, aborde ce point de manière plus détaillée.

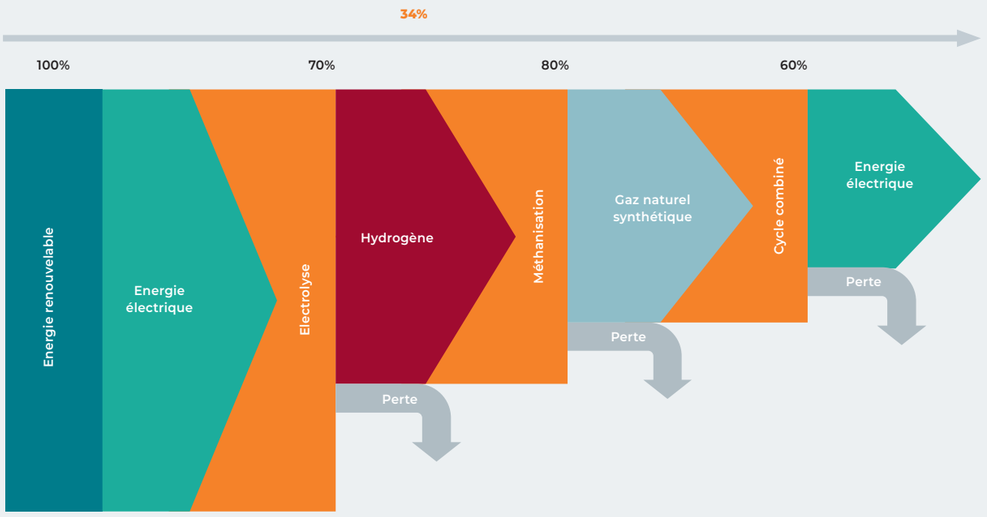
Dans ce contexte, l'utilisation optimale des infrastructures existantes est également un levier très important qu'Elia utilise au maximum. Dans le cadre de la discussion sur la méthodologie de développement (§1.4 Méthodologie de développement de réseau), les mesures appliquées par Elia à cet égard sont expliquées.

Même après avoir appliqué les concepts précédents, de nouvelles infrastructures sont indispensables à ce stade de la transition énergétique. La production d'électricité à partir de sources renouvelables est en effet liée aux lieux géographiques où se trouve le potentiel de cette source. Ces sites sont généralement situés à une plus grande distance des centres de consommation, contrairement aux centrales électriques conventionnelles qui avaient une bien plus grande liberté de choix d'emplacement et pouvaient généralement être situées beaucoup plus près des grands centres de consommation. Le transport de cette électricité renouvelable nécessite donc la poursuite du développement des infrastructures. Le principe de l'efficacité énergétique devrait également être appliqué au maximum dans la réalisation de cette nouvelle infrastructure, et donc le vecteur énergétique le plus efficace devrait être utilisé pour les besoins énergétiques respectifs, en tenant compte de toute la chaîne de la production à la consommation. De cette manière, les pertes d'énergie par conversions successives (power-hydrogen-to-power) d'un vecteur à l'autre sont évitées.

Afin d'éviter le gaspillage d'énergie par d'innombrables conversions énergétiques, il convient de toujours utiliser le vecteur énergétique le plus efficace pour le besoin énergétique final correspondant.

La Figure 2.45 illustre schématiquement le **transport de l'énergie électrique** à l'aide d'un autre vecteur énergétique basé sur des molécules. Cet exemple suppose la production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelables qui fournissent directement de l'électricité, comme les éoliennes. En outre, il y a une étape de conversion au gaz naturel synthétique supplémentaire pour des raisons de compatibilité avec l'infrastructure de gaz naturel existante. L'efficacité énergétique d'une telle chaîne est de 34 %. Ainsi, environ 60 % de l'énergie est perdue, ce qui va à l'encontre du principe d'efficacité énergétique. Le transport direct de l'hydrogène, évitant ainsi la conversion en gaz naturel synthétique, est également techniquement possible et présente une efficacité énergétique supérieure d'environ 42 %, mais il nécessite l'infrastructure nécessaire pour l'hydrogène.

FIGURE 2.45 : ILLUSTRATION D'UNE CHAÎNE DANS LAQUELLE LES MOLÉCULES SONT UTILISÉES POUR TRANSPORTER L'ÉLECTRICITÉ



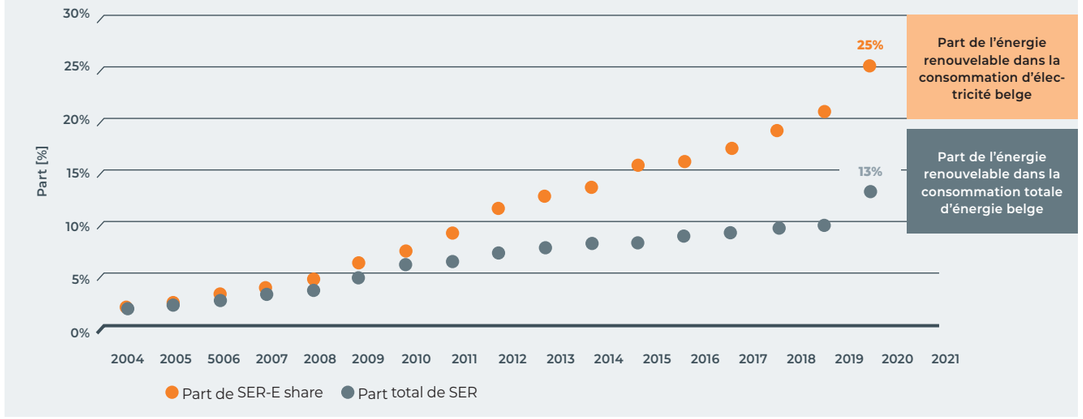
Pour une même réduction de CO_2 dans la consommation d'énergie finale, la perte d'efficacité doit être compensée du côté de la production. Il faudrait jusqu'à trois fois plus de puissance installée d'énergie renouvelable (c'est-à-dire trois fois plus d'éoliennes, par exemple), ainsi que des infrastructures supplémentaires pour réaliser les conversions d'énergie.

Dans le cas de l'utilisation finale de l'électricité, l'intégration directe des énergies renouvelables dans le système électrique est le moyen le plus efficace.

En tenant compte du fait que le plus grand potentiel en énergies renouvelables est disponible dans des sources qui produisent de l'électricité, l'intégration directe de l'énergie renouvelable dans le système électrique est la façon la plus efficace (de décarboner la société), lorsque l'utilisation finale de l'énergie sous forme d'électricité est possible.

Ce principe est bien sûr valable de manière générale, mais dans le contexte belge, il revêt une importance particulière. La Figure 2.46 illustre que la part des énergies renouvelables dans la consommation électrique belge était d'environ 25 % en 2020. Il en ressort clairement que le chemin à parcourir est encore long.

FIGURE 2.46 : PART DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ET D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE [NEK-2], [EUC-16]



La Belgique ne dispose également que d'un potentiel limité en matière d'énergies renouvelables. La Belgique doit donc utiliser au maximum les sources existantes et éviter autant que possible les inefficacités.

En ce qui concerne la planification conjointe des infrastructures entre les secteurs, il est important de se concentrer sur les étapes du processus de planification où une approche de planification commune contribuera effectivement à une configuration plus efficace du système énergétique. Des **storylines** communes, appliquées à l'ensemble des secteurs et fondées sur une large participation des parties prenantes ainsi que sur des optimisations intersectorielles, devraient servir de base à l'élaboration d'ensembles plus cohérents de scénarios sur l'évolution future du paysage énergétique. L'évaluation des projets intersectoriels doit être limitée aux projets qui ont réellement un impact dans différents secteurs. Une telle approche garantit que les interactions sont correctement cartographiées et assure une intégration transparente et naturelle avec les **plans de développement spécifiques aux secteurs**.

Au niveau macro des scénarios, certains impacts intersectoriels sont déjà pris en compte (§2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport). Parallèlement, une approche [ENT-6] a déjà été développée au niveau d'ENTSO-E pour élaborer et mettre en œuvre une approche multisectorielle dans le processus de planification. L'objectif est double et s'inscrit pleinement dans les principes énoncés ci-dessus. Tout d'abord, les storylines et les scénarios qui les accompagnent évolueront progressivement vers des scénarios offrant une vision de l'ensemble du système énergétique, et pas seulement du secteur de l'électricité. La première étape a déjà été franchie, puisque les scénarios préparés pour le TYNDP sont élaborés en collaboration avec le secteur du gaz.

Deuxièmement, une méthodologie est en cours d'élaboration pour déterminer si un projet dans un certain secteur a réellement un impact sur un autre secteur et pour évaluer ensuite l'impact de ce projet sur l'autre secteur. Ici aussi, une approche progressive est utilisée. Après la finalisation de la méthodologie et l'élaboration dans le cadre du TYNDP, celle-ci sera également reflétée dans les plans de développement nationaux.

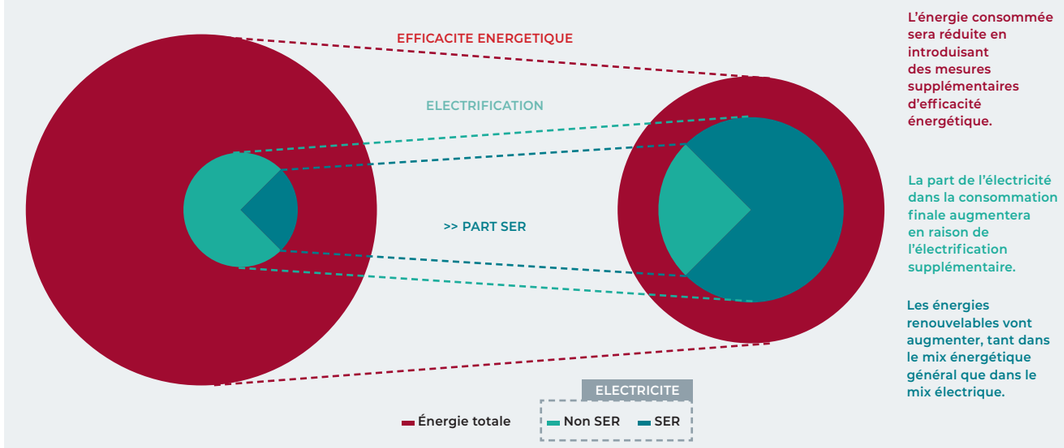
2.2.3. UNE PLUS GRANDE ÉLECTRIFICATION DIRECTE DES SECTEURS DES UTILISATEURS FINAUX

L'électrification signifie que pour une certaine application énergétique finale, où d'autres vecteurs énergétiques sont traditionnellement utilisés, on passe à l'électricité comme vecteur énergétique. Les exemples les plus connus sont l'utilisation de véhicules électriques pour remplacer les véhicules à combustible fossile ou l'utilisation de pompes à chaleur pour chauffer les habitations. Le potentiel d'une électrification accrue est estimé selon la stratégie ESI de la Commission européenne comme pouvant réduire l'énergie primaire d'un tiers [EUC-15]. Par exemple, les véhicules électriques ont une efficacité de ~80 % du réservoir à la roue, contre seulement 30 % pour les moteurs à combustion interne [AEN-1]. Les pompes à chaleur peuvent produire de la chaleur en utilisant trois à quatre fois moins d'énergie que les chaudières.

La consommation totale d'énergie finale diminuera à l'avenir en raison de l'augmentation de l'efficacité. Toutefois, la part de « l'énergie électrique » augmentera et couvrira une plus grande partie de la consommation finale d'énergie.

Compte tenu de ce potentiel, la stratégie européenne contient donc une série de mesures visant à accélérer la poursuite de l'électrification de certains secteurs.

FIGURE 2.47 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DE L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE [CMT-1]



Cette électrification poussée augmentera considérablement la consommation d'électricité à l'avenir. Cette demande croissante d'électricité devra être satisfaite en grande partie en augmentant l'intégration des énergies renouvelables, au-delà de ce qui est nécessaire pour répondre à la demande actuelle d'électricité.

L'électrification directe combinée à une intégration croissante des énergies renouvelables dans le système électrique est une mise en œuvre directe du principe fondamental de « Priorité à l'Efficacité énergétique », et constitue la stratégie appropriée pour réduire les émissions de CO_2 dans le système énergétique à court terme.

Il va sans dire que le réseau de transport doit être adapté à temps pour faciliter cette évolution. Dans le cadre du présent plan de développement, les voies d'électrification possibles constituent un paramètre de différenciation important pour le développement des différents scénarios (§2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport). En raison de cette intégration dans les scénarios, les études de marché et de réseau en tiennent également compte de manière implicite. Il convient toutefois de noter qu'il existe encore une grande incertitude quant au potentiel d'électrification de l'industrie. Des études supplémentaires sont nécessaires pour identifier clairement l'impact local, au niveau du raccordement individuel des installations industrielles. Pour l'industrie directement raccordée au réseau Elia, une première étude exploratoire peut être consultée ay §3.6 Reconnaissance du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique.

Dans ce contexte, le §3.7 Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées aborde plus en détail l'impact local de ces évolutions sur la capacité de transformation vers le réseau de distribution, à l'horizon 2034.

2.2.4. L'UTILISATION DE CARBURANTS RENOUVELABLES ET À FAIBLE TENEUR EN CARBONE

Bien que l'électrification directe et la chaleur renouvelable soient dans de nombreux cas les options les plus rentables et les plus efficaces sur le plan énergétique pour la décarbonation, elles ne sont pas réalisables ou impliquent des coûts plus élevés dans un certain nombre d'applications finales. Une partie importante du système énergétique dépendra donc encore structurellement de vecteurs énergétiques autres que l'électricité. Ces « secteurs difficiles à électrifier » doivent encore compter sur les molécules comme vecteurs énergétiques. En analogie avec les **Électrons verts** (électricité), on parle parfois de **Molécules vertes**.

L'hydrogène est un vecteur énergétique prometteur pour l'écologisation. Cette molécule, déjà largement utilisée dans l'industrie comme vecteur énergétique mais aussi comme matière première pour de nombreux processus chimiques, est actuellement principalement produite à partir de combustibles fossiles. L'électrolyse de l'eau, alimentée par de l'électricité provenant de sources renouvelables, permet de produire de l'hydrogène « vert ». Cet hydrogène « vert » peut ensuite servir d'élément de base pour la production d'autres vecteurs énergétiques tels que l'ammoniac, le méthane ou le méthanol, qui jouent également un rôle important en tant que matière première dans l'industrie.

L'électrolyse de l'eau est un procédé qui existe depuis des décennies. Aujourd'hui, il n'est utilisé que dans des applications industrielles spécifiques. Pour la production d'hydrogène à grande échelle, ce procédé n'est pas utilisé en raison de son coût élevé. Toutefois, l'Union européenne encourage le développement de cette technologie afin de réduire les coûts et d'accroître l'efficacité du processus.

Le développement de projets pilotes sur l'hydrogène et les molécules vertes aidera l'Europe à mieux comprendre le rôle des différents vecteurs énergétiques et à développer davantage son expertise technique dans ce domaine, puis à l'exporter au-delà de ses frontières.



Dans ce contexte, le gouvernement fédéral belge a publié en novembre 2021 une stratégie belge en matière d'hydrogène [BEL-7], qui vise à préparer au mieux la Belgique aux défis climatiques, en plus des défis technologiques et économiques des prochaines décennies. Cette stratégie est également inscrite dans la stratégie de l'UE en matière d'hydrogène et repose sur quatre piliers :

Pilier 1 - La Belgique comme plateforme de l'importation de molécules renouvelables pour l'Europe

- **À partir de 2021 :** Chercher des partenaires internationaux pour importer de l'énergie renouvelable en Europe, sous forme de molécules renouvelables.
- **En 2022 :** Soutien aux infrastructures d'importation d'hydrogène dans le cadre du Plan de Relance et de Transition.
- **D'ici 2025 :** Développement d'un système de certification volontaire européen et d'un registre pour les RFNBO[15], soutenu par le Fonds de Transition énergétique.

Pilier 2 - La Belgique en tant que leader dans les technologies de l'hydrogène

- **En 2022 :** Soutenir la recherche et les projets pilotes sur les technologies de l'hydrogène dans le cadre des deux fonds de R&D dont dispose l'État fédéral (Fonds de Transition énergétique et Appel à l'innovation dans le domaine de l'hydrogène, avec le soutien du Fonds européen pour la relance et la résilience).
- **En 2022 :** Financement d'une infrastructure d'essai pour l'hydrogène dans le cadre du Plan de Relance et de Transition.
- **D'ici 2026 :** Une capacité limitée d'électrolyse d'au moins 150 MW, soutenue par le Plan national de Relance et de Résilience de la Belgique, surtout axé sur l'innovation technologique.

Pilier 3 - Un marché de l'hydrogène robuste

- **En 2022** : Adoption d'un cadre pour la planification optimale des réseaux de transport d'énergie.
- **En 2022-2023** : Adaptation du cadre légal et réglementaire pour le transport d'hydrogène via des pipelines. Cela commencera par une consultation publique des acteurs du marché, qui sera lancée en 2022.
- **D'ici 2026** : Mise en service de 100 à 160 km de pipelines de transport d'hydrogène en accès ouvert pour compléter le réseau existant, avec un cofinancement du Plan national de Relance et de Résilience de la Belgique.
- **D'ici 2030**, la Belgique a l'ambition de relier la plateforme d'importation aux pays voisins via le réseau d'hydrogène à accès ouvert afin de concrétiser son positionnement international en tant que plateforme d'importation et de transit pour les énergies renouvelables en Europe.

Pilier 4 - La coopération comme facteur de succès primordial

- Établir un dialogue structurel sur l'hydrogène en Belgique.
- Adopter une position proactive et dynamique dans les groupes de travail sur l'hydrogène (Benelux, Forum pentalatéral de l'Énergie, Union européenne).
- Représentation de la Belgique dans les organisations et forums internationaux sur l'hydrogène.
- Une interaction permanente avec le secteur, les instituts de recherche et les citoyens afin de maintenir cette stratégie de l'hydrogène à jour par rapport à l'évolution des défis et des besoins.

Comme l'illustre la Figure 2.45, la conversion de l'énergie électrique en un vecteur d'énergie gazeux, puis en électricité, est surtout utile dans un nombre limité de situations très spécifiques. Par conséquent, les infrastructures d'électricité et de gaz sont complémentaires et ne se remplacent pas l'une l'autre.

L'électricité et les combustibles à faible teneur en carbone ne sont pas des concurrents dans la transition du système énergétique. Tous deux jouent un rôle fondamental et complémentaire dans l'évolution vers une société à faible émission de carbone.

15 Renewable fuels of Non Biological Origin, ou Combustibles renouvelables d'origine non biologique

Le présent Plan de Développement fédéral dispose, à l'horizon du plan, de la capacité d'accueil nécessaire pour le raccordement d'installations[16] produisant de tels carburants alternatifs à partir d'électricité (comme les installations d'électrolyse pour la production d'hydrogène), si elles sont placées dans un cluster approprié et à condition de réaliser les renforcements de réseau proposés. Il faut entendre par « clusters appropriés » des sites proches des principales sources d'énergie renouvelable (comme la région côtière) ou des sites proches d'un réseau bien développé.

2.2.5. SYSTÈME MULTIDIRECTIONNEL

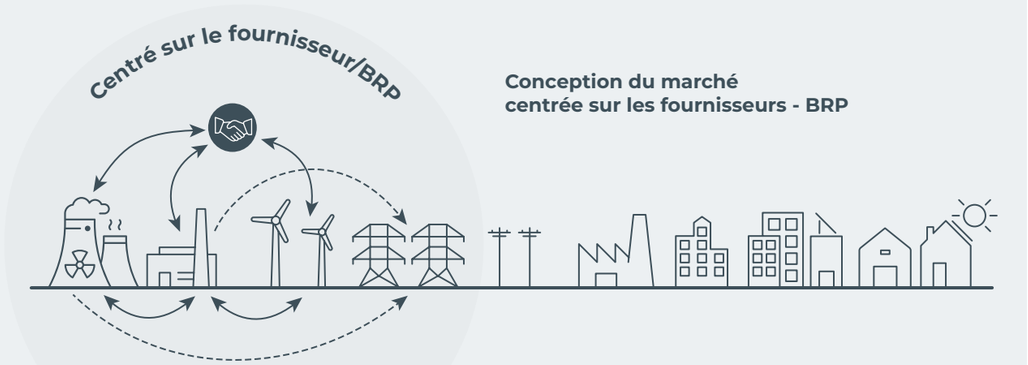
Le déploiement des concepts ci-dessus modifie clairement le système énergétique de manière fondamentale. Du côté de **l'offre**, des unités de production centrales classiques sont effectivement remplacées par des sources d'énergie renouvelables, tant à grande échelle (par exemple, l'éolien offshore) qu'à une échelle plus locale (par exemple, les panneaux solaires). Le mix de production classique avait la caractéristique fondamentale de pouvoir faire correspondre dans une large mesure l'énergie électrique fournie (c'est-à-dire l'offre) à la demande d'énergie électrique. En effet, tant qu'une capacité suffisante était disponible, les centrales au gaz et au charbon pouvaient augmenter ou diminuer leur production relativement facilement - elles pouvaient être utilisées de manière flexible, en quelque sorte.

Le système énergétique est en train de changer de manière fondamentale. Alors que dans le passé, l'équilibre énergétique entre la production et la consommation était contrôlé du côté de la production, à l'avenir, ce rôle doit progressivement être repris par le côté demande. Pour y parvenir, le fonctionnement actuel du marché doit évoluer.

Les centrales nucléaires belges classiques ne disposent pas de cette flexibilité dans leur conception et ont donc une production d'énergie constante. Cette caractéristique est à l'origine de l'introduction du double tarif de jour et de nuit. En abaissant le tarif la nuit et le week-end par rapport aux jours de la semaine, les consommateurs ont été encouragés à déplacer leur consommation vers les périodes où les tarifs sont bas, dans la mesure du possible. Ainsi, la consommation était mieux adaptée à ces unités de production nucléaire non flexibles. Il s'agit d'une forme précoce de « gestion active de la demande » ou « Demand-Side Response » (DSR).

Les unités de production renouvelables ne produisent bien sûr de l'électricité que lorsque la source renouvelable (vent, soleil, vagues, etc.) est présente. Ces sources sont par nature plutôt « volatiles » et limitées dans leur flexibilité.

FIGURE 2.48 : LES FORCES DU MARCHÉ EXISTANTES AVEC LES FOURNISSEURS JOUANT UN RÔLE CENTRAL



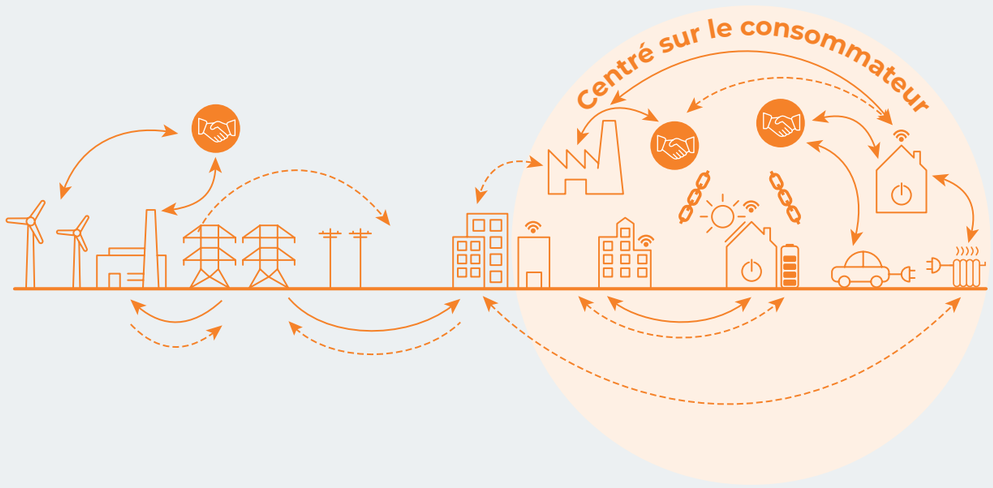
16 Sur la base des chiffres et des volumes prévus dans la stratégie belge pour l'hydrogène.

Le côté de la **demande** connaît également une forte évolution. Tout d'abord, sous l'impulsion de l'électrification, de nouvelles applications apparaissent avec un potentiel de flexibilité considérable. Les véhicules électriques sont en effet garés pendant une grande partie de la journée et peuvent, par exemple, adapter leur comportement de charge à la production d'électricité à partir de l'énergie solaire [ELI-12] ou même injecter de l'électricité dans le réseau lorsque le système le demande.

Deuxièmement, les progrès technologiques, tels que les compteurs numériques, le cloud computing, l'internet of things, etc. permettent aux consommateurs de contrôler activement leur consommation d'énergie à tout moment et de consommer principalement lorsqu'il y a un surplus de ressources renouvelables, et moins lorsqu'il y a un manque dans le système, **sans perte de confort**.

Alors que dans le passé, cet équilibre énergétique entre la production et la consommation était, comme décrit ci-dessus, contrôlé du côté de la production, à l'avenir, ce rôle doit être repris par le côté demande.

FIGURE 2.49 : LES FUTURES FORCES DU MARCHÉ, OÙ LES CONSOMMATEURS JOUENT UN RÔLE CENTRAL DANS LE MAINTIEN DE L'ÉQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE



Malgré les progrès technologiques, la croissance de la participation des utilisateurs finaux privés à cette flexibilité est encore limitée. L'une des principales raisons en est que les forces actuelles du marché comportent encore un certain nombre d'obstacles qui bloquent la participation active des petits équipements flexibles.

Elia soutient pleinement le principe d'un système multidirectionnel qui permet une utilisation flexible des appareils au niveau des ménages. Elia est donc fermement engagée à faire de ces concepts une réalité et à libérer ainsi le potentiel de flexibilité dans le système électrique. En effet, l'utilisation de cette flexibilité intrinsèque permettra une meilleure gestion opérationnelle du réseau et des forces du marché plus efficaces, tout en soutenant la décarbonation et en améliorant le confort des utilisateurs finaux.

Il y a plusieurs années, Elia était déjà un pionnier dans l'introduction d'une conception de marché pour la DSR industrielle. Cela a créé un nouvel écosystème d'agrégateurs de flexibilité, et a permis aux clients industriels de valoriser eux aussi leur flexibilité. Compte tenu de la forte croissance attendue de la consommation électrique industrielle, en raison de l'électrification poussée des processus industriels, il est important que le potentiel de flexibilité disponible puisse également être pleinement exploité.

Dans ce contexte, Elia travaille à la prochaine étape : la mise en œuvre d'une **Consumer-Centric Market Design** (CCMD). Cette conception du marché permettra à tous les consommateurs d'utiliser la flexibilité intégrée dans leurs appareils sur le marché de l'électricité. Pour une description complète, veuillez vous reporter au « white paper » complet [ELI-13].

FIGURE 2.50 : EXEMPLES CONCRETS D'OPPORTUNITÉS QU'ENTRAÎNE LA CCMD



Les consommateurs finaux peuvent vendre leur production photovoltaïque excédentaire lorsqu'ils sont en vacances...



...peuvent décider à quelles sources d'électricité ils veulent acheter leur électricité...



...peuvent recharger leur véhicule électrique où ils le souhaitent et recevoir une seule facture énergétique consolidée...



...et, grâce à l'Internet of Things, qui assure la connectivité entre leurs différents appareils, aucun matériel de sous-comptage supplémentaire n'est nécessaire.

Le déploiement de la Consumer Centric Market Design, tel que développée par Elia, permettra d'identifier et d'exploiter le potentiel de flexibilité du système électrique, afin d'en tenir compte dans le développement du réseau.

2.3 La technologie dans la transition énergétique

Pour réaliser la transition énergétique et intégrer à grande échelle les sources d'énergie renouvelables, le réseau électrique doit s'adapter à une vitesse sans précédent. Le progrès technique dans différents domaines est un pilier indispensable pour y parvenir.

Dans ce contexte, Elia est constamment à la recherche de nouvelles solutions et technologies pour transformer ces ambitions en réalité. L'objectif de cette section est de clarifier, pour certaines technologies cruciales, leur fonctionnement, leur rôle dans la transition énergétique, les défis qu'elles comportent et leur état de développement.

2.3.1. HVDC OU HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT



HVDC ou High Voltage Direct Current désigne l'utilisation de courant continu à très haute tension au lieu du courant alternatif habituel. La Figure 2.51 illustre la différence entre ces deux types de courant. Dans une liaison à courant continu, la tension est constante et le courant circule toujours dans le même sens pour un échange de puissance donné. En revanche, **avec le courant alternatif, le courant est sinusoïdal** et effectue des allers-retours plusieurs fois par seconde. La fréquence représente le nombre de fois où cela se produit en 1 seconde. En Europe, cela arrive 50 fois par seconde, ce qui porte donc la fréquence à 50 Hertz[17]. Bien que la fréquence soit la même dans toute l'Europe, il existe plusieurs blocs de réseaux interconnectés qui ont leur « angle » propre. Nous parlons de réseaux électriques synchrones et il en existe cinq en Europe. Le réseau électrique belge fait partie de la plus grande zone synchrone : « l'Europe continentale ».

17 Dans d'autres parties du monde, une fréquence différente est parfois utilisée, comme 60 Hertz aux États-Unis.

FIGURE 2.51 : COURANT ALTERNATIF ET COURANT CONTINU

Courant alternatif

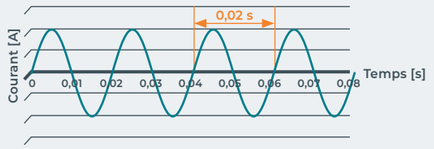
- Le courant électrique va et vient 50 fois par seconde (f = 50 Hz) ;
- L'alimentation courant alternatif se distribue automatiquement sur le réseau selon le chemin de moindre résistance ;

Avantages

- Facile à transformer de basse à haute tension et vice versa ;
- Facile à étendre en ajoutant de nouvelles connexions et branches ;
- Interruption facile en cas de court-circuit;
- Plus grande fiabilité.

Limites

- Les hautes tensions ne peuvent être amenées sous terre que dans une mesure limitée ;
- Pertes de transmission plus élevées que le courant continu dans le cas de longues distances ;
- Le courant électrique ne peut être contrôlé que dans une mesure limitée.



Courant direct

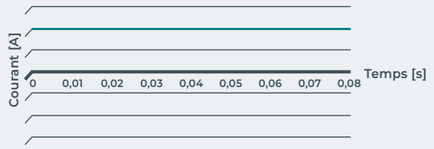
- Le courant électrique circule toujours dans un sens
- Des convertisseurs sont nécessaires pour convertir le courant du courant alternatif en courant continu.

Avantages

- Les flux peuvent être parfaitement « dirigés » ;
- Aucune limitation de longueur pour les connexions souterraines ;
- Moins de pertes de transmission sur des longues distances.

Limites

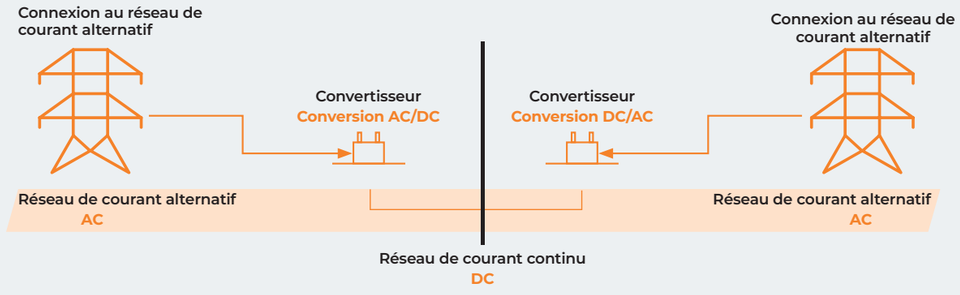
- Très difficile à transformer de basse à haute tension ;
- La complexité des convertisseurs et des systèmes de contrôle associés entraine des défis très spécifiques et une fiabilité plus faible.
- L'integration dans le réseau (AC) existant peut s'avérer complexe, surtout en matière de stabilité du réseau.



Le réseau électrique européen est composé à environ 98 % de courant alternatif. L'une des principales raisons en est que le courant alternatif est facile à transformer en haute tension. En effet, des hautes tensions sont nécessaires, tant pour le courant continu que pour le courant alternatif, afin de limiter les pertes lorsque l'électricité doit être transportée sur de longues distances.

Étant donné que le fonctionnement d'une liaison en courant continu est fondamentalement différent de celui d'une liaison en courant alternatif, des **convertisseurs** spécifiques sont nécessaires pour convertir l'électricité du courant continu en courant alternatif ou inversement. Ce processus se produit via des **stations de conversion** spécifiques. La Figure 2.52 illustre ce principe, dans laquelle une liaison en courant continu est intégrée dans le réseau en courant alternatif.

FIGURE 2.52 : INTÉGRATION D'UNE LIAISON EN COURANT CONTINU DANS LE RÉSEAU EN COURANT ALTERNATIF EXISTANT



La technologie utilisée dans ces convertisseurs a déjà connu une évolution remarquable au cours des dernières décennies. Ce progrès technologique est également la raison pour laquelle le courant continu peut être utilisé dans de plus en plus d'applications dans le réseau à haute tension au cours des 20 dernières années.

À l'avenir, cette technologie devrait même jouer un rôle fondamental dans la réalisation de l'ambition du « Green Deal » visant à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. L'Europe est en effet fermement engagée dans le développement de l'éolien en mer dans les eaux européennes. Dans sa « Stratégie sur des énergies renouvelables en mer » [EUC-17], la Commission européenne propose de porter la capacité éolienne en mer de l'Europe à au moins 60 GW d'ici 2030 et à 300 GW d'ici 2050. L'intégration d'une telle quantité d'énergie renouvelable dans le système électrique signifie que de grandes puissances doivent être transportées sur de longues distances, tant en mer que sur terre. La construction d'un réseau de transport d'électricité en mer capable de transporter ces flux n'est possible qu'avec la technologie HVDC.

Cependant, à l'heure actuelle, la technologie HVDC n'est pas encore en mesure d'apporter une réponse complète à tous les défis connexes. Dans les sections suivantes, nous fournirons d'abord des informations supplémentaires sur les stations de conversion et les convertisseurs utilisés dans la technologie HVDC, car une compréhension de base de ceux-ci est nécessaire pour comprendre les défis. Un aperçu des applications actuellement matures de la technologie HVDC est ensuite donné, pour finalement passer aux défis futurs.

STATIONS DE CONVERSION

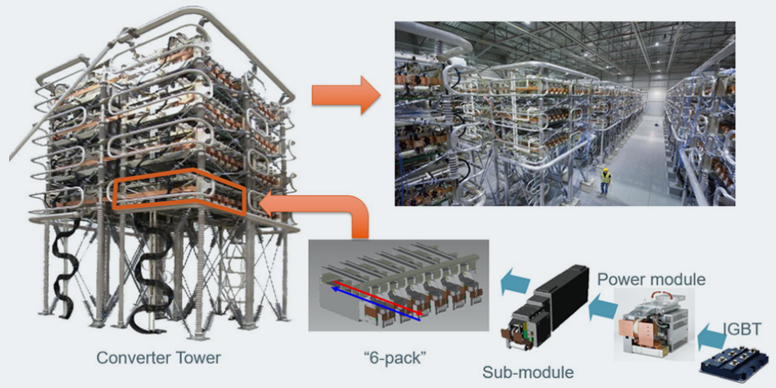
Une **station de conversion** est composée de différents éléments comme des transformateurs, des équipements à haute tension, des installations de refroidissement, des salles de contrôle et, la partie la plus importante, le convertisseur. Le convertisseur est composé d'une matrice de très nombreux petits interrupteurs électroniques. Étant donné que ces interrupteurs sont à même de transporter un courant très élevé, ils sont également appelés électronique de puissance. Ces éléments sont le cœur de la station de conversion et assurent la **transformation effective du courant alternatif en courant continu, et inversement**. La figure ci-dessous illustre la station de conversion de Nemo Link, présentant une puissance de 1.000 MW.

FIGURE 2.53 : ILLUSTRATION D'UNE STATION DE CONVERSION (NEMO LINK – 1.000 MW)



En partant des composants de base, les interrupteurs électroniques (IGBT[18], Insulated-Gate Bipolar Transistor), plus de 2.000 modules sont assemblés et mis en place pour former un ensemble capable de transformer le courant alternatif en courant continu, comme l'illustre la Figure 2.54.

FIGURE 2.54: CONSTRUCTION D'UNE STATION DE CONVERSION À PARTIR DE TRÈS NOMBREUX COMPOSANTS D'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE



Tous ces interrupteurs électroniques doivent être commandés individuellement par un **système de réglage**. Dans les convertisseurs modernes pour les liaisons HVDC, ces interrupteurs commutent 100 à 200 fois[19] par seconde. Le contrôle correct de ces interrupteurs est fondamental pour leur bon fonctionnement et constitue une **question très complexe**. Chaque action ou réaction de la liaison HVDC à une situation potentielle sur le réseau électrique doit être programmée dans le système de réglage. Chaque accroc, mesure erronée ou situation inconnue peut mener à un mauvais fonctionnement de l'ensemble de la liaison. Étant donné qu'un tel mauvais fonctionnement peut entraîner des courants importants et causer des dégâts considérables au sein-même des convertisseurs[20], le système de réglage est généralement conçu de manière à ce que toute l'installation soit déclenchée automatiquement en cas de situation inconnue ou inattendue, en vue de protéger l'infrastructure.

Les **réglages** de ce mécanisme de contrôle dépendent fortement de la situation spécifique et des phénomènes qui peuvent se produire. Son influence est telle que le déploiement réussi de la technologie HVDC est déterminé par les progrès en matière de réglage.

Dans le cas d'une **liaison en courant alternatif**, l'énergie cherche elle-même son chemin via la moindre résistance. Il y a donc bien moins besoin de commande active (les lois physiques sont en fait le « programmeur »). Le système est bien moins sensible aux situations inattendues. L'exploitation d'un réseau en courant alternatif se base davantage sur le monitoring continu dudit réseau ainsi que sur la prise d'actions lorsque certains paramètres s'écartent de leurs valeurs normales.

18 Les Insulated Gate Bipolar Transistors sont un type d'interrupteurs électroniques qui a été utilisé sur la liaison Nemo. D'autres types d'interrupteurs électroniques sont également utilisés dans certains convertisseurs HVDC, comme les thyristors. Les différents types ont chacun leurs propres avantages et inconvénients. Une explication à ce sujet dépasse le cadre du plan de développement.

19 Valable pour les MMC ou Multilevel Modular Converters dans un VSC (Voltage Source Converter).

20 Les disjoncteurs HVDC ont une capacité de surcharge très limitée, contrairement aux disjoncteurs utilisés pour le courant alternatif.

DISJONCTEUR DC

Un disjoncteur est capable d'interrompre un courant de court-circuit, ce qui est une exigence importante pour garantir la sélectivité (voir plus loin les défis liés à un système de transmission HVDC).

Dans les réseaux à courant alternatif, l'intensité du courant en cas de court-circuit est 5 à 20 fois plus importante en ordre de grandeur que l'intensité maximale du courant en situation normale. Par rapport à l'interruption d'un courant de court-circuit en courant continu, l'interruption d'un courant de court-circuit en courant alternatif est assez simple. Comme le courant effectue des va-et-vient, il passe également par zéro 100 fois par seconde. Les disjoncteurs pour le courant alternatif utilisent ce passage par zéro pour interrompre définitivement le courant.

Dans un réseau à courant continu, il n'y a jamais de passage par zéro, il faut donc le créer artificiellement. Des dispositifs permettant d'y parvenir (entre autres, les disjoncteurs HVDC) sont encore en cours de développement. Seules deux applications concrètes à 200 kV et 535 kV sont connues à ce jour, toutes deux en Chine, respectivement à Zhoushan[21] et Zhangbei [MDP-1][22]. Il est très difficile de prévoir l'horizon de temps dans lequel ces technologies seront suffisamment matures, fiables et rentables pour être utilisées dans les réseaux de transmission, mais cela ne devrait pas se produire avant 2035.

APPLICATIONS MATURES DU HVDC DANS LE RÉSEAU DE TRANSMISSION

Malgré la complexité supplémentaire qu'entraîne le HVDC, dans certaines applications spécifiques, il est approprié et même nécessaire d'utiliser la technologie du courant continu. La technologie HVDC a déjà été utilisée avec succès dans les applications suivantes.

(1) Liaisons sous-marines

Il existe en Europe[23] de nombreux exemples de liaisons HVDC sous-marines. En effet, par rapport à la technologie AC, le HVDC a pour avantage qu'aucune compensation réactive[24] n'est nécessaire pour les câbles sous-marins ou souterrains dans le cadre de liaisons longue distance.

Premièrement, la technologie HVDC est déjà utilisée depuis plusieurs années pour les interconnexions entre les pays via des câbles sous-marins. Le tableau ci-dessous en fournit une liste limitée à titre d'illustration.

TABLEAU 2.9 : APERÇU DE QUELQUES INTERCONNECTEURS SOUS-MARINS HVDC EN EUROPE

NOM	PAYS 1	PAYS 2	PUISSANCE MAX.	TENSION DC	LONGUEUR TOTALE
Nemo Link	Royaume-Uni	Belgique	1.000 MW	±400 kV	140 km
BritNed	Royaume-Uni	Pays-Bas	1.000 MW	±450 kV	259 km
IFA	Royaume-Uni	France	2.000 MW	±270 kV	73 km
COBRA	Pays-Bas	Danemark	700 MW	±320 kV	325 km
NorNed	Norvège	Pays-Bas	700 MW	±450 kV	580 km
Skaggerak 4	Norvège	Denemarken	700 MW	±500 kV	242 km
SAPEI	Sardaigne (Italie)	Italie	1.000 MW	±500 kV	420 km
Baltic Cable	Allemagne	Suède	700 MW	±450 kV	262 km
NordBalt	Lituanie	Suède	700 MW	±300 kV	453 km
Fenno-Skan 2	Finlande	Suède	800 MW	±500 kV	299 km

21 Qiu, P. & Huang, X. & Wang, Y. & Lu, Y. & Chen, Q. & Xu, F.. (2018). Application of High Voltage DC Circuit Breaker in Zhoushan VSC-HVDC Transmission Project. Gaodianya Jishu/High Voltage Engineering. 44. 403-408. 10.13336/j.1003-6520.hve.20180131009.

22 Ding, C.; Tian, X.; Nie, T.; Yuan, Z. Power Transfer Control Strategy Based on True Bipolar MMC-MTDC System. Energies 2021, 14, 8306.

23 Bien entendu, il existe également des exemples de telles applications HVDC en dehors de l'Europe. Nous avons choisi de présenter ici autant d'exemples pertinents que possible en Europe.

24 Dans le cas de liaisons AC souterraines, les câbles souterrains produisent de la puissance réactive. Pour réduire les effets négatifs (comme une diminution de la capacité de transport ou des problèmes de tension) de cette puissance réactive, celle-ci doit être compensée par la mise en place de réacteurs shunt ou de bobines, par exemple. On parle de « compensation réactive ». Le courant continu (DC) ne génère quant à lui aucune puissance réactive.

Par ailleurs, toute une série d'autres liaisons HVDC sous-marines sont en cours de développement ou planifiées. Il convient de souligner que pour les projets de la liste ci-dessus, à l'exception des interconnexions Cobra et Fenno-skan 2 (en gris dans le tableau), il existe une deuxième raison fondamentale pour laquelle elles ont été réalisées en HVDC. En effet, elles font également le lien entre deux zones asynchrones. Le paragraphe suivant aborde cet aspect plus en détail.

Deuxièmement, la technologie HVDC est utilisée pour relier des **parcs éoliens offshore** éloignés du continent. Le Tableau 2.10 en donne quelques exemples.

TABLEAU 2.10 : APERÇU DE QUELQUES CÂBLES HVDC SOUS-MARINS POINT-TO-POINT POUR LE RACCORDEMENT DE PARCS ÉOLIENS

Nom	Pays 1	PUISSANCE MAX.	TENSION DC	LONGUEUR TOTALE
BorWin 1	Allemagne	400 MW	±150 kV	200 km
BorWin 2	Allemagne	400 MW	±300 kV	200 km
DolWin 1	Allemagne	800 MW	±320 kV	165 km
DolWin 2	Allemagne	900 MW	±320 kV	135 km
HelWin 1	Allemagne	576 MW	±250 kV	130 km
SylWin 1	Allemagne	864 MW	±320 kV	205 km

(2) Couplage de réseaux électriques asynchrones

Comme déjà mentionné, la technologie HVDC est également employée pour le couplage de réseaux asynchrones, étant donné que **cela n'est techniquement pas possible en AC**. Un exemple est le projet Kriegers Flak - Combined Grid Solution, pour lequel deux stations de conversion (VSC[25]) sont utilisées pour pouvoir faire la liaison entre le réseau danois et le réseau allemand de 50 Hertz (Elia Group). En effet, les fréquences entre les deux réseaux ne coïncident pas.

(3) Interconnexions au sein d'une zone synchrone où une commande active est nécessaire

Un exemple concret en Europe est le projet ALEGrO, la liaison de 1.000 MW entre l'Allemagne (Amprion) et la Belgique (Elia). À cet endroit, une liaison en courant alternatif présentait peu de valeur ajoutée pour le marché étant donné qu'en raison des lois de la physique (fonctionnement des circuits parallèles et leur impédance[26]), peu de courant aurait transité naturellement par cette liaison. Dans ce cas, la technologie HVDC représentait la meilleure (et de loin la seule) solution pour commander la puissance et permettre un **fonctionnement de marché optimal**.

(4) Liaisons terrestres très longue distance

En cas de très longues liaisons sur terre (> 200 km), **les pertes électriques et les coûts d'investissement** d'une liaison HVDC sont également **moins élevés** que pour une ligne aérienne AC classique équivalente. Dans les régions où les distances sont très longues, comme le Brésil, la Russie, l'Inde, la Chine et l'Amérique du Nord, cette technologie est déjà utilisée depuis plus longtemps, principalement la variante aérienne (en raison des puissances élevées).

Des projets (souterrains) similaires sont également entamés en **Europe**. Un exemple est le SuedostLink, qui relie le nord et le sud de l'Allemagne entre les réseaux de 50Hertz (Saxe-Anhalt) et de Tennet (Bavière) et peut transporter 2.000 MW sur une distance de 580 km. La mise en service est prévue pour 2025. Le SuedOstLink est important pour assurer le transport, vers le sud de l'Allemagne, de l'électricité éolienne produite dans le nord du pays.

Une caractéristique importante de ces liaisons en Europe est qu'il s'agit systématiquement de liaisons sans repiquage, d'une puissance de 2.000 MW maximum et au sein d'un réseau AC fortement maillé.

25 Voltage source converter – une technologie spécifique des convertisseurs.

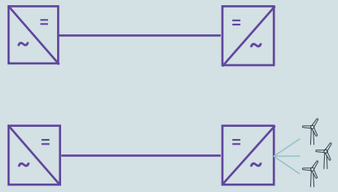
26 Généralisation du concept de résistance pour le courant alternatif : plus l'impédance d'une liaison est élevée, moins le courant y circulera par nature.

DÉFIS ET ÉVOLUTIONS NÉCESSAIRES DANS LES APPLICATIONS FUTURES DE LA TECHNOLOGIE HVDC

Malgré les développements remarquables qu'a connus cette technologie, il reste encore des étapes considérables à franchir avant de pouvoir répondre aux attentes. Tout d'abord, il faut construire des réseaux HVDC beaucoup plus complexes que ce qui est possible aujourd'hui.

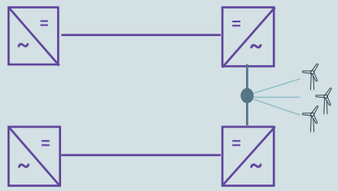
La Figure 2.55 donne un aperçu des configurations possibles. Les liaisons point-to-point sont les plus connues. Pour réaliser les prochaines étapes du développement du réseau, les modèles Multi-Terminal ou Hub & Spoke sont plutôt envisagés. Ces modèles peuvent ensuite évoluer vers un réseau HVDC entièrement maillé.

FIGURE 2.55 : APERÇU DES DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS DES LIAISONS HVDC



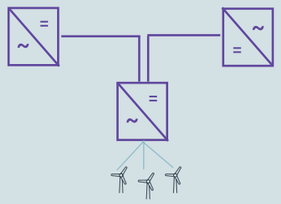
Connexion Point-to Point HVDC

- 2 convertisseurs HVDC reliés par un câble
- Utilisé dans le cadre d'interconnexions telles que NEMO et Alegro, mais aussi pour la connexion radiale d'éolienne pour laquelle l'utilisation du courant alternatif n'est



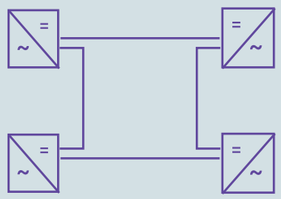
Hub & Spoke

- Un hub de courant alternatif « collecte » l'électricité des éoliennes et alimente le réseau terrestre via plusieurs interconnexions point à point.
- Les connexions HVDC peuvent être reliées à différents emplacements sur terre.
- Complexité technique en fonction de l'opération, du nombre de « rayons » et du nombre de fournisseurs.



Connexion Multi Terminal HVDC

- Raccordement radial côté DC en plus de deux convertisseurs (pas de boucles côté DC)
- Solution technologique future proposée pour les interconnexions hybrides, (combinaison de la fonction d'interconnexion avec la connexion de sources renouvelables)
- En cas de défaut/court-circuit sur la partie DC, toute la connexion est perdue, sauf si des disjoncteurs HVDC sont utilisés. Même dans ce cas, il y a toujours une extrémité qui est éteinte, en raison de la configuration radiale.
- La complexité (et le besoin de disjoncteurs HVDC) augmente avec le nombre d'extrémités.



Réseau HVDC maillé

- Présence de véritables postes de commutation HVDC
- La perte d'une connexion HVDC peut être (partiellement) absorbée par les autres connexions.
- Complexité beaucoup plus élevée par rapport aux autres solutions et pas encore réalisable avec la technologie actuelle : nécessite des disjoncteurs DC, une interopérabilité entre les différents fabricants et une standardisation pour une future extensibilité.

Si les deux premières configurations sont déjà d'application en Europe, des défis spécifiques se posent pour rendre les deux dernières possibles :

Sélectivité

Une propriété cruciale des réseaux de transmission est leur possibilité de couper les courts-circuits de manière sélective. Sélectif signifie que l'élément de réseau avec le court-circuit est déconnecté et qu'aucun autre élément de réseau n'est déconnecté avec lui.

Chaque élément du réseau de transmission est protégé par un ou plusieurs disjoncteurs. Comme le montre la partie gauche de la Figure 2.56, en l'absence d'un disjoncteur DC (ou de dispositifs similaires tels que des fusibles DC), en cas de court-circuit du côté DC, il n'y a pas d'autre solution que de mettre hors tension l'ensemble du réseau DC du côté du courant alternatif. Dans le cas de liaisons point-to-point ou multi terminal de puissance limitée et d'un nombre limité de branches[27], l'impact sur le réseau de transmission est limité et ces applications peuvent être acceptées. Pour un réseau HVDC à grand maillage, cela n'est évidemment pas acceptable.

FIGURE 2.56 : ILLUSTRATION DE LA SÉLECTIVITÉ SUR UN RÉSEAU MAILLÉ HVDC



Extensibilité

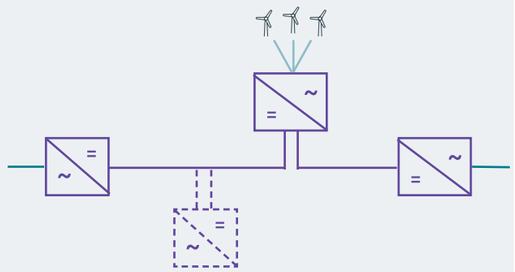
Grâce aux exigences techniques uniformes (pour les unités de production, pour les charges, etc.) et grâce aux procédures opérationnelles standardisées, les réseaux de courant alternatif sont caractérisés par leur aptitude à être facilement étendus. Pour les systèmes HVDC, ce n'est cependant pas (encore) le cas. On peut distinguer deux types d'extensibilité :

(1) **L'extensibilité prédéfinie :** le système complet est prédéfini et conçu dès le départ, mais seulement une partie du système est réalisée dans un premier temps. Le reste du système (repris en pointillés sur l'exemple de la Figure 2.57) est réalisé dans un second temps, conformément aux plans de départ.

(2) **L'extensibilité illimitée :** le système est ici étendu au-delà de sa portée et de sa conception initiales, d'une façon modulaire tout comme c'est actuellement le cas pour les réseaux en courant alternatif. Une telle extensibilité requiert cependant un niveau accru de standardisation.

La question de l'extensibilité est cruciale et requiert une réflexion importante dès les premières étapes d'un projet, en particulier dans l'attente d'une extensibilité illimitée. Si les différentes phases d'un système HVDC ne sont pas clairement identifiées dès le départ, un effet de verrou peut survenir, freinant voire bloquant des extensions futures, et ce même en ayant recours à un seul fournisseur (i.e. single-vendor HVDC system).

FIGURE 2.57 : ILLUSTRATION DE L'EXTENSIBILITÉ D'UN SYSTÈME HVDC.



27 Par exemple, un multi-terminal à trois branches d'une puissance de 1,4 à 2 GW.

Interopérabilité [ENT-7]

L'interopérabilité signifie que différents systèmes HVDC peuvent fonctionner ensemble de manière stable tout en maintenant la fiabilité et la sécurité de l'approvisionnement. Cela concerne à la fois le côté DC et le côté AC. Le système de réglage de l'installation HVDC joue ici un rôle très important. Les systèmes de réglage de toutes les installations individuelles doivent très bien correspondre entre eux afin d'éviter toute instabilité et interaction indésirable.

Intégration dans le réseau de courant alternatif existant

Outre les défis susmentionnés, les convertisseurs HVDC doivent également être intégrés dans un ensemble avec le réseau de courant alternatif existant. D'une part, il peut y avoir des problèmes d'interopérabilité avec d'autres dispositifs contenant des convertisseurs, comme les éoliennes. D'autre part, les schémas de réglage existants sont principalement conçus pour être intégrés dans des réseaux ayant une capacité de court-circuit suffisamment élevée, actuellement offerte par la présence importante de grandes centrales thermiques classiques. Le paragraphe 3.5 Besoins de stabilité dus à l'intégration de grandes quantités de ressources renouvelables traite de ces aspects en détail.

Dans ce contexte, la Commission européenne a également lancé, dans le cadre du programme « Horizon Europe » [EUC-18], des initiatives visant à soutenir et à financer des projets de recherche liés au HVDC. Par exemple, le sujet HORIZON-CL5-2022-D3-01-09 vise à réaliser un « Real Time demonstrator of Multi-Vendor Multi-Terminal VSC-HVDC with Grid forming Capability ».



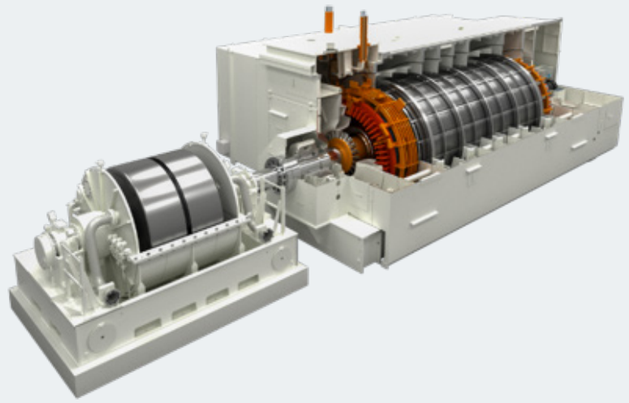
2.3.2. COMPENSATEUR SYNCHRONE

Un compensateur synchrone est électriquement un moteur synchrone qui n'entraîne pas de charge[28]. Ce dispositif, contrairement à un moteur normal, n'est pas utilisé pour convertir l'énergie électrique en énergie mécanique, mais plutôt pour régler certains paramètres électriques du réseau. Il ne s'agit pas d'une technologie nouvelle, puisque ce dispositif a été utilisé pendant des décennies pour réguler la tension du réseau, avant l'avènement des condensateurs et des bobines à haute tension. Cependant, dans le contexte d'une intégration toujours plus grande des énergies renouvelables basée sur des convertisseurs électroniques de puissance, ce dispositif retrouve son importance comme moyen d'assurer la stabilité.

Dans un compensateur synchrone, l'énergie est stockée dans la masse rotative et peut être échangée très rapidement avec le réseau si nécessaire. Grâce à ce tampon d'énergie, le compensateur synchrone permet de contrer les changements rapides, augmentant ainsi la stabilité du système.

Dans les applications actuelles, il faut donc évoluer vers des compensateurs synchrones à forte inertie, en ajoutant un volant d'inertie. De cette façon, l'énergie mécanique stockée dans la masse rotative est augmentée et l'appareil dispose de plus d'énergie à échanger avec le réseau en cas de besoin.

FIGURE 2.58 : REPRÉSENTATION D'UN COMPENSATEUR SYNCHRONE AVEC VOLANT D'INERTIE [SIE-1].



Le compensateur synchrone contribue donc de quatre manières à assurer la stabilité d'un système comportant de nombreuses sources renouvelables :

- Augmentation de l'inertie du système ;
- Génération d'une forme d'onde de tension très stable ou « rigide » ;
- Fourniture d'un courant très élevé en cas de court-circuit, ou courant de court-circuit, indispensable à la détection rapide des courts-circuits et à la mise hors tension sélective des éléments du réseau sur lesquels se produit le défaut ;
- Possibilités de régulation de la tension.

L'explication à ce propos et l'application dans le réseau d'Elia se trouvent dans le §3.5 Besoins de stabilité dus à l'intégration de grandes quantités de ressources renouvelables.

28 En d'autres termes, un générateur électrique synchrone qui n'est pas entraîné par une turbine.

2.3.3. ALTERNATIVES AU GAZ SF_6

Le gaz SF_6 (hexafluorure de soufre) est un agent isolant et extincteur idéal pour les postes à haute tension et les équipements de commutation. À l'origine, le gaz SF_6 était principalement utilisé au sein du réseau de transport belge comme agent extincteur dans les disjoncteurs installés dans les postes AIS. AIS signifie Air Insulated System. Dans ce cas, les installations sont placées sur des isolateurs et l'air ambiant est utilisé comme isolant entre les parties sous tension. Mais les excellentes propriétés d'isolation du gaz SF_6 par rapport à l'air ambiant permettent la construction d'installations beaucoup plus compactes. De telles installations sont appelées GIS : Gas Insulated System (voir Figure 2.59), c'est-à-dire une installation haute tension entièrement enveloppée de gaz SF_6. Compte tenu de la pression croissante sur l'utilisation de l'espace et de l'impact visuel[29] de l'infrastructure électrique, les GIS se sont de plus en plus imposés dans le réseau haute tension belge.

FIGURE 2.59 : SOUS-STATION GIS DE STEVIN



La très grande fiabilité, la sécurité et la faible maintenance de la technologie SF_6 ont eu un impact positif sur la disponibilité du réseau au cours des dernières décennies.

L'utilisation du SF_6 est depuis longtemps réglementée au niveau européen par le règlement sur les gaz à effet de serre fluorés (842/2006 CE). Avec sa révision en 2014 (517/2014 CE), les applications du SF_6 ont été interdites à l'exception des équipements haute tension et ce, en raison d'un manque d'alternatives valables.

Entre-temps, les fabricants ont investi massivement dans le développement d'installations utilisant des gaz ou des mélanges de gaz alternatifs dont le PRG (Potentiel de Réchauffement Global) est beaucoup plus faible. Actuellement, les premières alternatives sont disponibles sur le marché pour des applications standard jusqu'à 110 kV.

Dans le cadre du Green Deal, une révision de la réglementation sur les gaz F est en cours. La Direction générale du climat évalue actuellement une interdiction totale ou partielle de l'utilisation du gaz SF_6 dans les nouveaux équipements à haute et moyenne tension, en fonction de la disponibilité d'alternatives sur le marché.

D'ici la fin de 2022, plus de clarté est attendue quant à l'abandon progressif de l'utilisation du gaz SF_6 dans les postes à haute et moyenne tension. Il est prévu qu'une distinction soit faite en fonction du niveau de tension et qu'aucune installation contenant du gaz SF_6 ne puisse être commandée à partir de 2030.

Afin de minimiser les rejets de gaz SF_6, Elia a développé une politique d'investissement et de maintenance spécifique avec pour objectif d'atteindre un taux de fuite < 0,25 % pour l'ensemble de la flotte.

- Les nouvelles installations qu'Elia achète ont un taux de fuite très faible, comme le prescrit la norme. Les fabricants doivent garantir ce taux de fuite pendant la période de garantie. Les appareils installés historiquement sur notre réseau ont un taux de fuite maximum garanti de 1 % pendant la période de garantie. Pour les appareils installés aujourd'hui, ce taux de fuite n'est pas supérieur à 0,5 %. En raison du renouvellement de nos installations, notre parc installé évolue systématiquement d'appareils présentant un taux de fuite de conception garanti de 1 % vers 0,5 %.
- Des procédures très strictes, des certifications et des équipements spécialisés sont mis en place lors de la réalisation de travaux sur des compartiments remplis de gaz SF_6, dans le but de minimiser la libération de gaz SF_6 lors des interventions ;
- Les installations utilisant le gaz SF_6 font également l'objet d'une surveillance stricte afin de pouvoir intervenir rapidement en cas de fuite.

Des actions supplémentaires sont mises en œuvre pour affiner la méthode de surveillance afin d'être également en mesure de surveiller les très petites fuites (< 0,25 %).

En outre, Elia participe intensivement à la recherche sur la technologie de commutation sans SF_6 et travaille sur un cadre stratégique pour assurer cette transition technologique en douceur. Avant d'installer de nouvelles technologies sur le réseau, il faut procéder à une analyse approfondie de la fiabilité à long terme, de la sécurité et de l'impact sur la santé des gaz alternatifs. En outre, ces technologies doivent également répondre aux exigences techniques imposées.

En effet, en raison de la stabilité plus faible des gaz alternatifs et de la nouvelle technologie qu'ils impliquent, il existe un risque d'indisponibilité plus élevée, de coûts de maintenance et éventuellement de durée de vie technique plus courte par rapport à la technologie SF_6 actuelle. Afin d'évaluer ces paramètres, deux projets pilotes sont en cours : une nouvelle installation GIS (Gas Insulated Switchgear) en 70 kV (Anthisnes) dont la mise en service est prévue pour 2024 et un disjoncteur AIS (Air Insulated Switchgear) en 70 kV (Marcourt) dont la mise en service a été réalisée en 2021 (voir Figure 2.60).

FIGURE 2.60 : PREMIER DISJONCTEUR (ÉQUIPEMENT AVEC LES ISOLATEURS BLANCS DANS LA FIGURE CI-DESSOUS) SANS SF_6 D'UNE NOUVELLE GÉNÉRATION SUR LE RÉSEAU 70KV D'ELIA (SOUS-STATION 70KV DE MARCOURT)



Les technologies alternatives, si elles sont évaluées positivement, seront utilisées comme norme pour les nouveaux équipements aux niveaux de tension 70 kV et 110 kV dans quelques années. Pour nos autres niveaux de tension, le développement est plus lent :

- Le réseau belge 36 kV est une tension non normalisée par la CEI (Commission Électrotechnique Internationale) (Ur = 40,5 kV). Les constructeurs ont donc inscrit le développement d'une technologie de commutation sans SF_6 à la fin de leur feuille de route pour la moyenne tension. Par conséquent, les alternatives 36 kV ne seront pas introduites avant 2025 au plus tôt.
- Le réseau dans d'autres pays européens présente rarement le 150 kV comme niveau de tension. La technologie de commutation sans SF_6 pour le 150 kV n'est donc pas (encore) reprise dans la feuille de route R&D des constructeurs, ou seulement à la fin de celle-ci. Pour cette raison, les progrès devraient être plus rapides sur le 220 kV.
- Toutefois, c'est au niveau de la tension de 380 kV que les besoins en nouvelles technologies de commutation SF_6 et, par conséquent, le volume total de gaz SF_6, sont les plus importants pour les dix prochaines années. Le développement de technologies alternatives en est encore à ses débuts à ce niveau. En raison des performances inférieures des gaz alternatifs, cette solution est technologiquement très difficile à mettre en œuvre pour obtenir le courant de court-circuit interruptible (jusqu'à 63 kA) et le courant nominal (jusqu'à 5000A) nécessaires au réseau. Dans la première phase, cependant, les composants passifs (sans fonction d'interruption de courant) seront développés de manière à ce que des systèmes hybrides soient disponibles. Lors du développement du réseau, Elia s'efforcera de limiter autant que possible les volumes de SF_6 et prévoira également des projets pilotes à plus haute tension.

29 Ces GIS sont en effet généralement installés dans des bâtiments.

2.3.4. PROJETS INNOVANTS POUR UNE UTILISATION PLUS OPTIMALE ET PLUS SÛRE DU RÉSEAU

Au-delà des projets d'extension et de renforcement du réseau, il est également crucial pour Elia de rester ouvert à toute opportunité qui permettrait d'améliorer l'utilisation de l'infrastructure existante. Par exemple, en adaptant certains processus, il est souvent possible d'exploiter le réseau plus près des limites opérationnelles et ainsi d'utiliser de manière plus optimale l'infrastructure existante et de retarder voire même éviter certains investissements. Pour cette raison, Elia Group s'intéresse de près à l'innovation dans les processus d'exploitation du système. Deux initiatives sont présentées dans cette section :

- L'application de l'intelligence artificielle (IA) ou de l'analyse avancée (advanced analytics) aux processus de dispatching afin de fournir une aide à la prise de décision dans des situations complexes qui conduiraient autrement à des situations dangereuses ;
- La stabilisation du comportement dynamique et harmonique du réseau à travers la recherche et le test des convertisseurs dit « grid forming ».

2.3.4.1. Analyse avancée et IA pour le dispatching

La première initiative consiste à étudier le potentiel de l'analyse avancée et de l'IA[30] pour déterminer ce qu'elles peuvent apporter en particulier au dispatching en temps (quasi) réel.

En raison de multiples évolutions, telle que l'augmentation de la complexité du réseau et la volatilité du flux d'énergie, le dispatcher doit prendre des décisions à la fois plus nombreuses et plus complexes, le tout en un temps limité. Grâce à la numérisation, davantage de données sont disponibles, mais dans une ampleur impossible à traiter par un être humain en temps réel.

C'est pourquoi Elia a lancé des projets visant à fournir une aide à la décision ou des conseils pour deux des tâches principales du dispatcher : l'optimisation de la topologie et la gestion de la tension.

Le premier projet vise à déterminer une topologie de réseau optimale pour réduire ou résoudre la congestion (en N-1), qui seraient autrement résolues en effectuant des actions de redispatch à un certain prix. Cela signifie qu'un outil logiciel peut apprendre comment le réseau et les flux de courant réagiront à certaines actions topologiques (telles que la division de nœuds ou la commutation de lignes électriques) et, à un stade ultérieur, appliquer cette connaissance en temps réel pour résoudre les congestions lorsqu'elles apparaissent. L'outil logiciel pourrait ainsi proposer au dispatcher les options à disposition pour résoudre une congestion donnée et présenter les avantages et les inconvénients de chacune d'elles.

Le deuxième projet vise à fournir le même type d'aide à la décision, mais cette fois en termes de gestion de la tension du réseau. En apprenant l'impact des différents moyens de contrôle de la tension, tels que les consignes des générateurs ou l'activation/désactivation de certains appareils, l'outil logiciel sera en mesure de fournir une décision optimale dans la phase de planification ou en temps réel.

Les deux projets sont actuellement en phase pilote, adoptant des approches légèrement différentes et se développant indépendamment l'un de l'autre. Néanmoins, il est clair que ces outils devront collaborer une fois opérationnels, puisque les décisions prises en termes de congestions ont un impact sur la tension du réseau. Cela se reflète dans l'alignement et la collaboration étroite des deux équipes de produit.

En cas de succès, ces projets pourraient permettre à Elia de différer ou d'éviter certains investissements dans le réseau, tout en limitant le recours à des actions correctives coûteuses.

30 Par IA, on entend la capacité d'un système informatique à apprendre des tâches qui nécessiteraient normalement l'intelligence humaine. L'IA permet d'exploiter la valeur des données pour automatiser des tâches et soutenir des décisions.

2.3.4.2. Convertisseurs de type « grid forming »

Un deuxième aspect des plans d'innovation d'Elia est l'essai de convertisseurs de type formateur de réseau ou « grid forming ». La raison principale est le déclassement des générateurs d'électricité conventionnels consistant en des machines rotatives, et l'essor des énergies renouvelables dites statiques, basées sur des convertisseurs. Ces dernières n'offrent pas les mêmes caractéristiques de stabilisation cruciales, en raison de l'absence d'inertie.

D'après des études récentes, une technologie clé qui facilitera la transition à un réseau dominé par les convertisseurs d'énergies renouvelables est le convertisseur de type « **grid forming** », ou formateur de réseau. Contrairement à l'équipement existant configuré en mode « grid following » (ou suivant le réseau), l'équipement en mode « grid forming » ne suivra pas les propriétés du réseau qu'il détecte, mais créera par lui-même la tension à la fréquence nécessaire. Cela signifie que, même en cas de mise à l'arrêt de la plupart des générateurs conventionnels, le réseau restera stable et l'équipement de type « grid forming » maintiendra le réseau stable, même lors d'événements inattendus tels que des courts-circuits et des changements soudains de charge.

Une différence importante entre les travaux de laboratoire réalisés par le passé et la réalité à laquelle nous sommes confrontés est, en plus de l'échelle, le fait que ces nouveaux types d'équipements s'intègrent dans un système électrique existant. Un convertisseur de type formateur de réseau doit non seulement être capable de maintenir le réseau à une tension et une fréquence correctes, mais il doit également le faire en fonctionnant avec les équipements existants, qu'il s'agisse d'unités de production conventionnelles ou de convertisseurs suiveurs de réseau. Cette interopérabilité est essentielle pour la participation des fabricants à la transition énergétique. Et ce faisant, aucune oscillation ou réponse harmonique dangereuse ou indésirable ne pourra apparaître.

Afin d'apprendre le comportement, les opportunités et les limites d'une telle technologie, Elia prévoit actuellement un modèle de démonstration en conditions réelles, c'est-à-dire intégré au réseau haute tension. Pour que ce modèle de démonstration soit couronné de succès, un écosystème solide est nécessaire. Dans ce but, Elia a commencé par organiser un roadshow et construire cet écosystème début 2022. Dans le même temps, un centre de compétence autour du grid forming a été mis en place au sein d'Elia Group. Par la suite, au moins une année sera consacrée à la modélisation et à la simulation, ce qui devrait aboutir au véritable modèle de démonstration en 2024.

3

Identification des besoins du système





3.1 Introduction

3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore

3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV

3.4 Moyens de gestion de la tension

3.5 Besoins de stabilité dus à l'intégration de grandes quantités de sources d'énergie renouvelable

3.6 Exploration du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique

3.7 Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées

3.8 Besoins de remplacement

3.1 Introduction

Le portefeuille de projets expliqué aux chapitres 4, 5 et 6 est le résultat d'un processus décrit au paragraphe 1.4 Méthodologie de développement du réseau. Après l'élaboration des scénarios, qui font l'objet du paragraphe 2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport, plusieurs études détaillées sont menées dans le but d'identifier les endroits où la capacité de transport future du réseau ne sera plus suffisante pour transporter les flux attendus, où des risques concernant la stabilité du système peuvent apparaître ou encore où il est nécessaire de remplacer ou d'adapter des équipements arrivés en fin de vie.

Pour la première fois dans l'histoire du plan de développement, un chapitre entier a été consacré à l'explication des études réalisées dans le but d'identifier certains besoins du système. Les paragraphes suivants contiennent une sélection de l'ensemble des analyses effectuées, sur base de leur impact sur le plan de développement.

Dans une première section, les besoins concernant le développement de la capacité de transport transfrontalier et offshore sont abordés ensemble. En effet, l'explication démontrera qu'un **développement coordonné des infrastructures offshore** (à la fois le raccordement des énergies renouvelables et les liaisons transfrontalières) **et des liaisons transfrontalières onshore** est nécessaire et apportera des avantages importants dans le cadre de la transition énergétique et du développement de la mer du Nord en tant que centrale énergétique de l'Europe.

Elle examine ensuite comment les développements ci-dessus, ainsi que l'augmentation prévue de la charge principalement due à l'électrification, affectent les flux sur le réseau 380 kV (et certaines parties du réseau 220 kV) et les **besoins de capacité qui en résultent pour le backbone du réseau belge**.

Dans les deux paragraphes 3.4 et 3.5 suivants, certains aspects de la stabilité du système seront ensuite examinés. Tout d'abord, la gestion de la tension sur le réseau sera abordée, puis l'impact spécifique sur la stabilité dû à l'intégration de grandes quantités de sources d'énergie renouvelable.

Comme la Belgique possède une industrie dont l'intensité énergétique est généralement élevée, l'augmentation de la consommation d'électricité pourrait être importante, ce qui aurait un impact significatif sur le système électrique. Malgré les incertitudes dans ce contexte, il est important d'étudier l'impact potentiel sur le réseau de transport en temps utile. Le paragraphe 3.6 traite donc de l'étude exploratoire des besoins qu'Elia a menée dans ce contexte.

Les études ci-dessus traitent principalement des besoins du système horizontal. Cependant, le déploiement massif des énergies renouvelables et l'électrification du secteur résidentiel affectent également le système vertical. Le paragraphe 3.7 étudie les besoins en capacité de transformation résultant de ces évolutions.

Enfin, un aperçu des besoins de remplacement est donné au paragraphe 3.8.

Les études abordées dans les paragraphes suivants sont répétées régulièrement afin de prendre en compte les changements les plus récents dans les hypothèses. Il est également important de noter que ces besoins de développement ne conduisent pas directement à des investissements dans le réseau. Lors de l'élaboration des projets, l'objectif est de déterminer des solutions optimales et aussi rentables que possible pour les besoins concernés. Cet objectif est principalement atteint en définissant des investissements de réseau qui répondent à des besoins multiples.

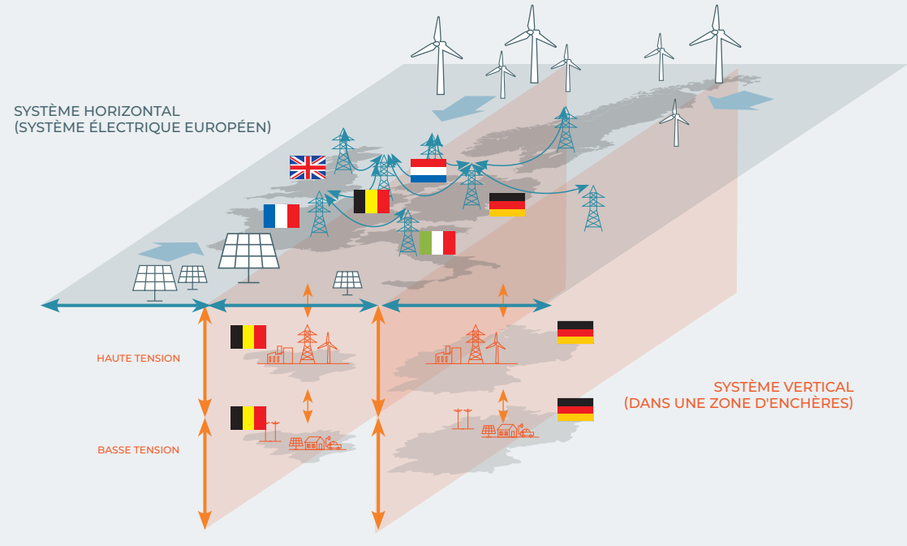


Le système horizontal et vertical

Tout au long du Plan de Développement fédéral, les termes « système horizontal » et « système vertical » sont utilisés pour désigner les différentes parties du réseau de transport fédéral. La définition utilisée est tirée de (Future Proofing the EU Energy System towards 2030 [ELI-14]).

Le **système horizontal** est la partie du réseau de transport belge qui fait partie du système électrique européen, voir la figure ci-dessous. Le système horizontal fait référence aux autoroutes de l'électricité (par exemple, 380 kV) qui sont responsables du transport de l'énergie électrique en grande quantité, tant à l'intérieur des pays qu'au-delà des frontières nationales (ou des frontières des zones d'enchères). Il comprend une composante « matérielle » (infrastructure de réseau) et d'une composante « logicielle » (marché). Une interaction harmonieuse entre elles est d'une grande importance pour le fonctionnement efficace du système électrique européen. Dans le contexte du Plan de Développement fédéral, le terme de système horizontal est donc utilisé comme un terme collectif pour désigner les réseaux 220 kV et 380 kV. Cette partie du réseau de transport est fortement influencée par les échanges sur le marché international.

Le **système vertical** désigne la partie du réseau de transport qui est principalement considérée au niveau national (ou dans une zone d'enchères) et qui n'est pas directement influencée par les échanges sur le marché international. Cette partie du réseau de transport fait le lien entre le système horizontal et la grande majorité des utilisateurs finaux (toutefois, comme indiqué dans ce plan, certains très gros utilisateurs du réseau devront à l'avenir être raccordés directement sur le système horizontal). Dans le cadre de ce plan, cela concerne principalement les niveaux de tension 110 et 150 kV, mais aussi des parties du réseau 220 kV. Les niveaux de tension inférieurs (30-70 kV, etc.) tombent également sous cette catégorie, mais en Belgique, ils sont une compétence régionale et sont traités dans les plans d'investissement régionaux.



3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore

Cette section traite des **besoins** liés au **renforcement ou au développement des capacités transfrontalières et offshore**, tant du point de vue européen que belge. Le but de cette évaluation est de garantir une conformité maximale avec les objectifs politiques européens et belges, ainsi qu'avec les contraintes du système.

ENTSO-E réalise tous les deux ans, dans le cadre du TYNDP, une étude sur l'identification des besoins du système (IoSN - Identification of System Needs), qui identifie les besoins futurs supplémentaires (différentiels de prix, réduction du CO_2 et intégration des SER) aux horizons 2030 et 2040 en termes **de hausse de la capacité transfrontalière**, afin de :

- Garantir un accès à l'électricité dans toute l'Europe ;
- Mettre l'agenda climatique en œuvre ;
- Assurer une intégration adéquate du marché (et la convergence des prix correspondante) en Europe.

À mesure que les ambitions européennes en matière de déploiement de l'éolien offshore dans les mers européennes se concrétisent, que les progrès (attendus) de la technologie (par exemple, le HVDC multi-terminal) et le nouvel ONDP (Offshore Network Development Plan) se concrétisent, la méthodologie utilisée dans ces études doit évoluer. En plus de cette étude IoSN, Elia a réalisé une étude complémentaire portant sur une **optimisation simultanée des infrastructures électriques onshore et offshore**, en tenant compte de la possibilité d'utiliser des **interconnecteurs hybrides** (combinaison de la fonction d'interconnecteur et de raccordement de SER offshore), des hubs énergétiques et même des **systèmes offshore maillés**, en plus des interconnecteurs offshore point à point et des connexions radiales de SER offshore.

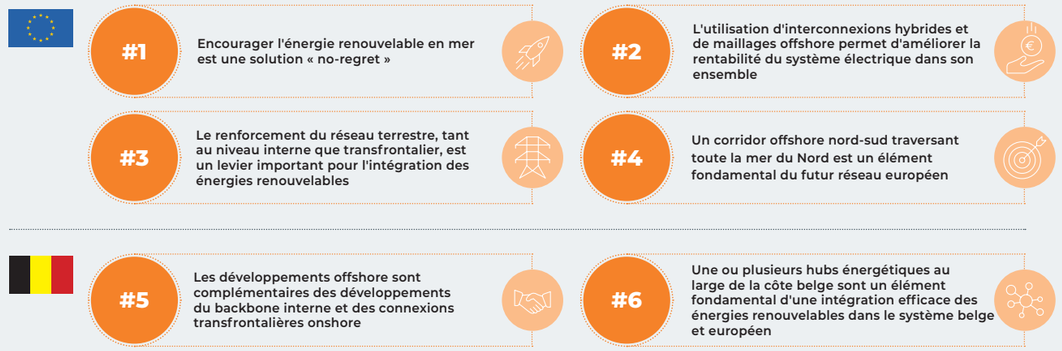
Les enseignements les plus importants sont d'abord expliquées dans le §3.2.1 Six enseignements clés pour le développement du réseau. Étant donné la nature nouvelle et innovante de cette étude, ce chapitre expliquera ensuite plus en détail la méthodologie et les résultats utilisés. Tout d'abord, il explique comment ENTSO-E détermine le champ d'application de ces études et comment il les réalise ensuite. Ensuite, une description est faite de l'approche adoptée par Elia pour compléter l'étude IoSN ENTSO-E, notamment en ce qui concerne l'intégration des SER offshore. Les principaux enseignements à l'horizon de ce Plan de Développement fédéral (jusqu'en 2035) seront enfin mis en évidence aux niveaux européen et belge aux horizons 2030, 2035 et 2040.

Avant d'aller plus loin, il est important de noter que, comme les infrastructures du réseau sur terre (onshore) et en mer (offshore) font toutes partie d'un système électrique commun, ce chapitre est étroitement lié à la section 3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV suivant. Certaines tendances générales pertinentes pour le réseau onshore seront déjà indiquées dans ce chapitre, après quoi elles seront développées au §3.3.

3.2.1. SIX ENSEIGNEMENTS CLÉS POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

Les résultats de cette étude permettent de dégager certaines perspectives stratégiques concernant l'intégration optimale de l'énergie éolienne offshore dans le **réseau de transport européen et belge**.

FIGURE 3.1 : SIX ENSEIGNEMENTS CLÉS POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU



Au niveau européen :

1. **Encourager l'énergie renouvelable offshore est une solution « no regret ».**
   L'intégration optimale de 190 GW d'éolien offshore, à l'horizon 2035, dans le système électrique permet de réduire de 20 % le coût total relatif[1] du système électrique. Cela conduira également à une réduction de 90 % des émissions de CO_2 dans le système électrique par rapport à 1990, ce qui rendra possible la voie cruciale vers la neutralité carbone. La vitesse d'intégration de l'éolien offshore doit être multipliée par 4, passant de 3 GW/an à 12 GW/an.
2. **L'utilisation d'interconnecteurs hybrides et de maillages offshore permet d'améliorer la rentabilité du développement et de l'exploitation du système électrique dans son ensemble.**
   L'utilisation d'interconnecteurs hybrides et d'un maillage offshore permet en outre de réduire considérablement le coût total relatif du système de 5 à 6 milliards d'euros par année. Ces avantages sont fortement liés à une meilleure utilisation de l'infrastructure et par les effets de décorrélation généraux de la consommation et de la production au niveau européen. C'est pourquoi une coordination intensive et une concertation au niveau européen sont d'une grande importance, afin de garantir que les bons choix soient faits en ce qui concerne la sélection des sites les plus appropriés et le développement progressif des infrastructures nécessaires.

   Cette infrastructure optimale et rentable favorisera également la faisabilité de la transition énergétique et réduira les nuisances sur l'environnement, car il faudra globalement moins d'infrastructures.

   Le développement en temps voulu des solutions technologiques nécessaires (multi-terminaux, multi-fournisseurs - voir §2.3 La technologie dans la transition énergétique) est actuellement la plus grande incertitude et une condition absolue pour que cela devienne une réalité.

   Toutefois, compte tenu de ces défis technologiques et de la rapidité avec laquelle le déploiement doit être assuré, les connexions radiales resteront un élément important de la solution à l'horizon 2035. Cependant, une anticipation maximale de ces futures extensions en systèmes hybrides ou maillés est indispensable dans le contexte ci-dessus.
3. **Parallèlement aux développements offshore, les renforcements onshore, tant au niveau des liaisons transfrontalières que du réseau interne, restent un levier nécessaire et essentiel pour intégrer ces volumes d'éolien offshore.**
   Le renforcement du réseau onshore est une pièce essentielle du puzzle pour une intégration optimale des SER offshore. Le développement coordonné des renforcements offshore et onshore conduit à une réduction potentielle de ~50 % du coût total relatif du système par rapport à une situation où seul le réseau offshore est développé. Ces renforcements onshore

1 TOTEX = coût de production opérationnel du système (combustible + émissions de CO_2 + O&M du parc thermique hors pertes de réseau) + coût d'investissement dans le système (extension du réseau ou réalisation et raccordement des SER) + coût environnemental (valeur sociétale des émissions de CO_2).

comprennent à la fois la poursuite du développement des interconnexions onshore et des réseaux internes.

4. **Dans ce contexte, un corridor offshore nord-sud à travers la mer du Nord constitue un élément fondamental du futur réseau européen.**
   Au niveau des lignes de force stratégiques pour les développements du réseau, certains corridors de haut niveau qui lient le potentiel éolien offshore du nord avec le potentiel solaire du sud sont toujours mis en avant. Un axe offshore nord-sud en mer du Nord est un élément essentiel de ces corridors.

   Sur la base des résultats ci-dessus, l'étude permet également d'obtenir des informations plus détaillées du point de vue de la Belgique :

5. **Les développements offshore sont complémentaires avec le développement du backbone interne et des liaisons transfrontalières onshore avec les pays voisins.**
   En termes d'interconnexions, les résultats de l'exercice IoSN réalisé par ENTSO-E sont largement confirmés avec des besoins supplémentaires de capacité transfrontalière avec la France, les Pays-Bas et l'Allemagne.

   Cependant, il est essentiel que le réseau interne 380 kV soit suffisamment robuste pour transporter à la fois l'énergie renouvelable du hub énergétique vers les centres de consommation et pour permettre les échanges d'énergie internationaux supplémentaires. Ces besoins sont examinés plus en détail au §3.3.

6. **Un ou plusieurs hubs énergétiques au large de la côte belge constituent un élément fondamental d'une intégration efficace des SER dans le système européen et belge.**
   Grâce à ce(s) hub(s) énergétique(s), il est possible de connecter la Belgique à d'autres pays ou à d'autres hubs énergétiques. Ces hubs énergétiques sont la porte d'entrée de la Belgique vers le potentiel SER offshore de la mer du Nord. L'énergie renouvelable étant une ressource rare en Belgique, elle constitue un élément essentiel de l'écologisation de la société belge.

3.2.2. EN QUOI CONSISTE L'ACTUELLE ÉTUDE IOSN D'ENTSO-E ?

ENTSO-E réalise tous les deux ans une étude d'identification des besoins du système (Identification of System Needs - IoSN) dans le cadre du plan décennal de développement du réseau (Ten-Year Network Development Plan - TYNDP) au niveau européen. L'étude IoSN est réalisée de manière centralisée et coordonnée avec les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) européens et vise à identifier les différents besoins du système énergétique pour l'avenir, généralement à un horizon de 10 à 20 ans. Le dernier rapport disponible au public est l'étude IoSN du TYNDP 2020 (IoSN 2020), tandis que l'étude IoSN du TYNDP 2022 (IoSN 2022) est en phase d'achèvement au moment de la rédaction de ce plan de développement.

L'étude IoSN d'ENTSO-E identifie le besoin d'une augmentation de la capacité de transport transfrontalière pour l'ensemble du système européen. L'objectif est de déterminer la combinaison la plus rentable d'augmentations de capacités transfrontalières au niveau européen, en tenant compte de toutes les frontières européennes en même temps. Étant donné la complexité d'un tel exercice et l'influence des hypothèses et des incertitudes, cette solution ne doit pas être considérée comme la seule solution optimale finale. Le résultat indique principalement la direction de la solution la plus optimale et doit être considéré comme un point de départ pour des analyses plus détaillées par projet.

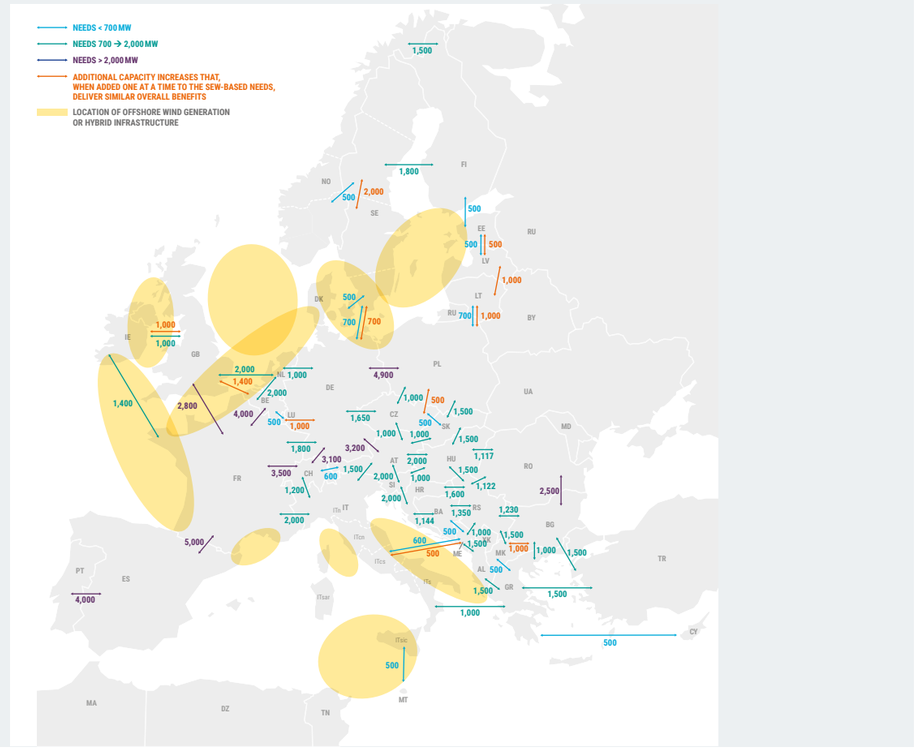
En tant que telle, l'étude IoSN fournit des indications et n'est pas contraignante. Il s'agit, bien entendu, d'une étape nécessaire et essentielle dans la planification à long terme de l'infrastructure électrique européenne. L'étude IoSN met en balance l'ajout d'une infrastructure de réseau et les coûts associés avec le bien-être socio-économique européen supplémentaire créé par cette nouvelle infrastructure sur le marché de l'électricité. Dans ce contexte, l'étude IoSN analyse également les émissions de CO_2 restantes prévues et la réduction de la production (curtailment) de SER. Enfin, elle examine également de plus près la flexibilité et la stabilité, qui sont également affectées par le déploiement de la capacité de transmission transfrontalière.

Les besoins identifiés du système peuvent généralement être satisfaits de diverses manières, notamment par le recours à une capacité de transport transfrontalière accrue, la production, le stockage, la gestion de la demande et l'infrastructure de réseau hybride[2]. L'augmentation des échanges sur le marché ainsi que les changements dans les sources de production et les prélèvements exerceront également une pression supplémentaire sur les réseaux nationaux et nécessiteront des renforcements internes correspondants. Dès que les besoins des systèmes identifiés se traduisent par des projets concrets, la solution la plus adaptée doit être reconfirmée au moyen d'une analyse coûts-bénéfices dans la phase de définition du projet, et de nouveaux besoins de système pour des renforcements internes peuvent également apparaître (voir §3.2). L'étude IoSN en elle-même devrait donc être complétée au niveau des projets individuels par une analyse coûts- bénéfices (CBA) multicritères afin de déterminer de manière plus détaillée la valeur du système dans de multiples scénarios. Cette analyse multicritères est également réalisée par ENTSO-E à la suite de l'étude IoSN dans le cadre du processus TYNDP biannuel.

Les principaux résultats de l'étude IoSN 2020 sont illustrés ci-dessous dans la Figure 3.2 pour l'horizon 2040. Cette image sera utilisée comme référence initiale pour la comparaison avec les résultats ultérieurs obtenus à l'aide de l'**approche KARI** développée au sein d'Elia (c'est le nom du modèle utilisé par Elia pour réaliser les études IoSN). Les résultats de l'IoSN ENTSO-E pour l'horizon 2040 démontrent la nécessité de renforcer davantage la capacité de transport transfrontalier direct - en plus du réseau électrique prévu en 2025 - aux frontières avec les Pays-Bas (+2GW), la France (+4GW), le Luxembourg (+500MW) et le Royaume-Uni (+1,4GW). L'ampleur des besoins par frontière diffère selon l'horizon temporel et le scénario de marché et est donc complétée par une analyse coûts- bénéfices supplémentaire dans la publication du TYNDP.

En ce qui concerne l'intégration des SER offshore dans le système électrique, qui constitue comme mentionné précédemment l'un des principaux objectifs pour la décennie actuelle et à venir, l'étude TYNDP IoSN 2020 identifie des corridors potentiellement intéressants (marqués en jaune sur la Figure 3.2). Il est important de noter que l'étude TYNDP IoSN 2020 mentionne que la modélisation des SER offshore et du réseau offshore correspondant n'a pas encore été considérée comme une variable d'optimisation par ENTSO-E [ENT-8][3]. Pour l'exercice TYNDP IoSN 2020, une première étude d'intégration offshore a été lancée, mais elle n'a pas encore produit de résultats paneuropéens. Pour combler cette lacune provisoire, Elia a réalisé une étude complémentaire dans le cadre de l'actuel Plan de Développement Fédéral.

FIGURE 3.2 : RÉSULTATS ENTSO-E DE L'ÉTUDE IOSN 2020 POUR L'HORIZON 2040 (FIGURE 1.6 DANS L'ÉTUDE IOSN DU TYNDP)



2 Lorsque l'infrastructure de réseau a une fonction double ou multiple, par exemple la combinaison d'une source de production et d'une capacité de transport transfrontalière

3 IoSN 2020 - Chapitre 3 - page 36 « *Une autre limite est que la méthodologie actuelle de mesure des besoins du système ne permet pas d'identifier de projets offshore hybrides, c'est-à-dire la combinaison d'interconnexions et de production offshore. Cela est dû au fait que la détermination du raccordement optimal de l'énergie produite en mer ne fait pas partie des tâches du TYNDP. Ainsi, les unités de production font généralement partie des scénarios, mais le coût et le trajet de leur raccordement sur le réseau ne font pas partie de la mission d'optimisation des besoins du système* ».

Les principaux résultats de l'étude TYNDP IoSN en 2022, aussi bien pour l'horizon temporel 2030 que pour l'horizon temporel 2040, sont repris pour référence à la Figure 3.3 et la Figure 3.4 ci-dessous. Les résultats indicatifs dans le scénario de marché ascendant (« bottom-up ») « National Trends » reconfirment de manière générale les résultats antérieurs de la même étude en 2020, mais d'autres besoins de renforcement sont identifiés pour certaines frontières.

Sur la base du réseau électrique attendu en 2025 (réseau de départ), on constate pour l'horizon 2030 des besoins de renfort transfrontaliers directs avec les Pays-Bas (+1 GW), la France (+1 GW), le Royaume-Uni (+1,4 GW) et le Luxembourg (+500 MW), tandis que pour l'horizon 2040, également en comparaison avec le réseau de départ, les besoins de renforcement suivants ont été constatés : avec les Pays-Bas (+1 GW), la France (+2 GW), le Royaume-Uni (+1,4 GW) et le Luxembourg (+500 MW).

Pour l'horizon 2040, ENTSO-E a considéré comme sensibilité des investissements alternatifs dans des technologies comme les batteries et les unités de pointe. Les résultats pour la Belgique confirment les capacités d'échange de marché constatées à toutes les frontières, sauf pour l'Allemagne (+1 GW), ce qui doit évidemment être analysé avec une analyse coûts-bénéfices plus poussée. Il convient également de tenir compte du fait que cela ne concerne que le scénario « National Trends » et qu'ENTSO-E n'a pas analysé les autres scénarios, avec plus de SER et plus d'électrification. Pour la Belgique, outre les besoins d'échange de marché signalés d'ici 2040, un peu moins de +1 GW de moyens de stockage ont été retenus, en plus du mix de production déjà prévu dans les scénarios TYNDP, pour aboutir à environ 2,7 GW de moyens de stockage ont été retenus au total (batteries et centrales de stockage par pompage). En général, le stockage représente pour l'horizon 2040 au niveau européen un complément aux besoins d'interconnexion et il peut aider à réduire davantage les émissions de CO_2 et renforcer des leviers de l'infrastructure réseau, comme la convergence des prix de gros, la sécurité d'approvisionnement et la flexibilité du système.

FIGURE 3.3 : RÉSULTATS DE L'IOSN 2022 À L'HORIZON 2030 DANS LE SCÉNARIO « NATIONAL TRENDS » (FIGURE 1.1 DANS L'ÉTUDE IOSN DU TYNDP - VOIR §7.13)

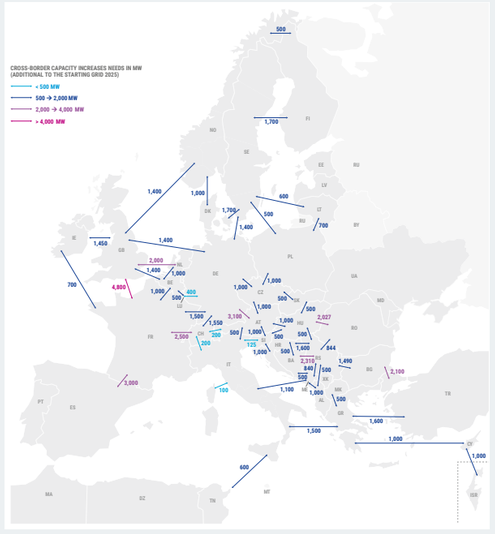
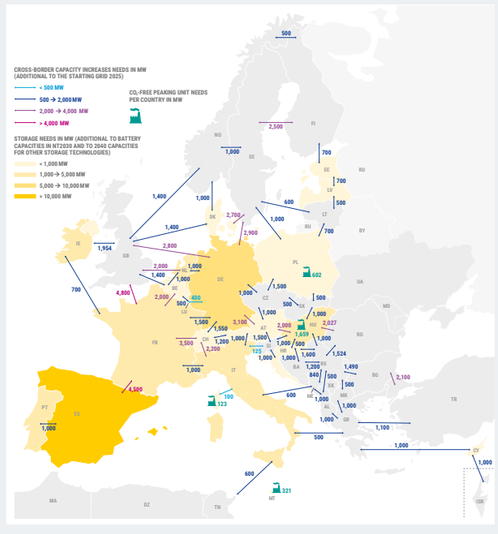


FIGURE 3.4 : RÉSULTATS DE L'IOSN 2022 À L'HORIZON 2040 DANS LE SCÉNARIO « NATIONAL TRENDS » (FIGURE 1.3 DANS L'ÉTUDE IOSN DU TYNDP - VOIR §7.13)



3.2.3. QUEL EST L'OBJET DE L'ÉTUDE COMPLÉMENTAIRE D'ELIA ?

La cohérence avec les études TYNDP réalisées par ENTSO-E doit être assurée dans chaque Plan de Développement fédéral. En même temps, il faut reconnaître que l'étude TYNDP IoSN d'ENTSO-E n'est pas un produit statique, mais qu'elle doit évoluer dans un contexte qui change rapidement. Des améliorations sont actuellement apportées à la méthodologie, notamment en ce qui concerne les développements offshore. Vu l'importance pour la Belgique d'avoir accès à la production éolienne offshore en mer du Nord et vu les longs délais pour développer l'infrastructure nécessaire, Elia a réalisé une étude complémentaire dans le cadre du Plan de Développement fédéral. Il y aura également une coordination et une comparaison avec les futurs exercices TYNDP IoSN à cet effet. La principale différence entre les deux études réside dans le fait que si les capacités des SER offshore sont considérées comme des données d'entrée fixes dans l'étude TYNDP IoSN, dans l'étude Elia, elles sont optimisées en même temps que les besoins en infrastructures. Cette étude complémentaire, appelée KARI[4], cherche **une intégration optimale des SER offshore (et plus particulièrement de l'éolien offshore) en Europe à l'horizon 2035**.

- ***« Une intégration optimale » :*** comme les résultats dépendront de nombreux facteurs différents, l'objectif n'est pas de définir et de mettre en œuvre un système optimal unique. Au contraire, l'objectif est d'identifier les tendances générales qui restent valables dans les différents futurs étudiés. L'identification de ces tendances démontrera que les projets inclus dans ce Plan de Développement fédéral permettent les divers scénarios d'avenir potentiels.
- ***« Intégration des SER offshore »*** l'objectif est beaucoup plus large que l'identification du besoin de nouvelles infrastructures offshore. Infrastructures offshore et onshore, capacités RES offshore et onshore, émissions de CO_2, coûts sociaux, etc. sont tous inextricablement liés. La recherche d'optima nécessite donc une approche globale intégrale.
- ***« En Europe » :*** le défi de l'intégration des SER et de la réduction du CO_2 est avant tout un défi européen. Ni les électrons ni les émissions de CO_2 ne tiennent compte des frontières nationales. Pour que la Belgique puisse soutenir la réalisation des objectifs européens, le Plan de Développement fédéral belge doit être conçu dans un contexte européen.
- ***« D'ici 2035 » :*** l'horizon temporel de 2035 correspond à celui de l'actuel Plan de Développement fédéral. Bien entendu, 2035 n'est qu'une étape intermédiaire vers 2040 et, à terme, 2050, date à laquelle l'Europe devra atteindre la neutralité CO_2 de l'ensemble de son système énergétique. Elle fournit également des informations complémentaires, car l'étude TYNDP IoSN 2022 d'ENTSOE ne porte que sur les horizons 2030 et 2040.

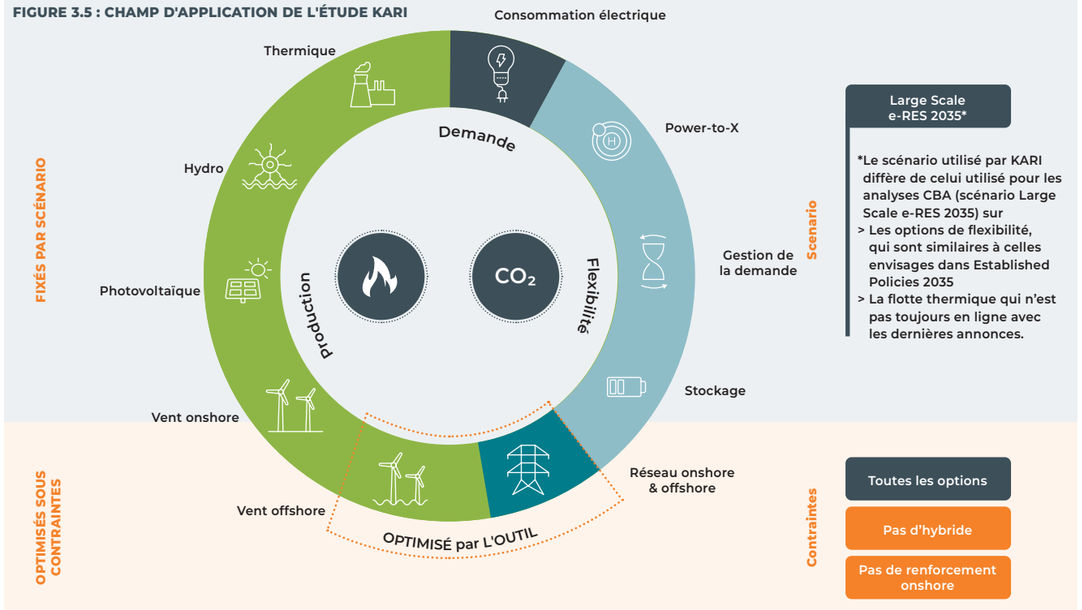
	IOSN 2020 (ENTSO-E)	KARI (ELIA)
Horizon temporel	2030 & 2040	2035
Scénario de marché	National Trends 2030/2040	Large scale e-RES 2035*
Modélisation	Modèle zonal	Modèle zonal
Réseau de départ	MAF2025	Mise à jour du MAF 2025 **
Années climatiques	1 année climatique	3 années climatiques
Candidats à l'investissement / éléments optimisés	Liaisons transfrontalières	Liaisons transfrontalières Renforcements onshore internes Configuration offshore (SER & Réseau)
Fonction cible pour la minimisation	TOTEX***	TOTEX**** D'autres fonctions cibles sont possibles (par ex. part de SER-E, réduction du CO_2)

* Modèle aligné sur Large Scale e-RES, à l'exception de la flexibilité et de la production thermique qui sont alignées sur les Established Policies.
** Réseau de départ basé sur le MAF 2025 complété par des informations provenant des plans nationaux et du TYNDP 2022.
*** TOTEX = coût de production opérationnel du système (combustible + émissions de CO_2 + O&M du parc thermique hors pertes de réseau) + coût d'investissement dans le système (extension du réseau).
**** TOTEX = coût de production opérationnel du système (combustible + émissions de CO_2 + O&M du parc thermique hors pertes de réseau) + coût d'investissement dans le système extension du réseau ou réalisation et raccordement des SER + coûts environnementaux (valeur sociétale des émissions de CO_2).

4 Kári est le fils de Fornjót dans la mythologie nordique. Il est la personnification du vent.

Sur la base d'un réseau de référence et d'un ensemble d'hypothèses générales (objectifs nationaux, coûts standard, potentiel des SER offshore, etc.) et spécifiques à un scénario (mix de production énergétique, consommation électrique, moyens de flexibilité), KARI intégrera systématiquement la nouvelle production renouvelable offshore dans le système électrique de manière progressive et optimale jusqu'à ce qu'un certain objectif soit atteint. Cette optimisation peut également être soumise à diverses contraintes afin de mieux refléter la réalité sur le terrain (par exemple, augmentation limitée de la capacité par décennie sur un corridor donné) ou de comparer différentes stratégies de développement du réseau (par exemple, aucun développement onshore ou aucun système hybride offshore). Tous ces éléments sont résumés dans la Figure 3.5 et décrits plus en détail ci-dessous. Bien entendu, lors de l'interprétation des résultats de l'étude, il faut également prêter attention aux critères qui n'ont pas (encore) été pris en compte dans une telle analyse. Des exemples typiques de ces derniers critères sont le soutien politique, le financement, les aspects environnementaux ou l'acceptation par le public.

FIGURE 3.5 : CHAMP D'APPLICATION DE L'ÉTUDE KARI



3.2.3.1. Scénario de marché

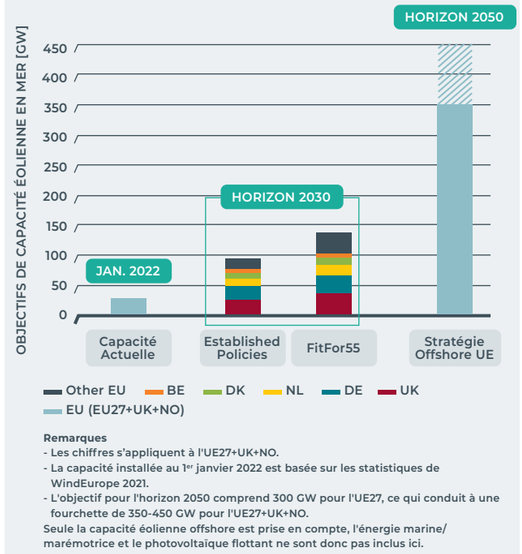
En ce qui concerne le scénario de marché, l'étude KARI proposée se concentre sur un scénario de marché dans lequel le déploiement à grande échelle des SER est visé, ce qui correspond largement au scénario « Large scale e-RES » pour 2035 (§2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport)[5]. Une différence importante, cependant, réside dans les capacités supposées de stockage, de gestion de la demande et de P2X, lesquelles sont tirées du scénario « Established Policies » pour 2035. Comme on peut le voir sur la Figure 3.5, certains paramètres sont définis sur la base de ce scénario : la quantité d'énergie solaire, thermique et éolienne onshore, la consommation d'électricité et les moyens de flexibilité disponibles. **Bien entendu, l'énergie éolienne offshore et l'infrastructure du réseau ne sont pas fixes, car ce sont précisément ces éléments qui doivent être optimisés**.

Cette étude KARI ne détaille pas d'autres scénarios de marché ou les horizons temporels 2040 et 2050. L'étude KARI se concentre sur les effets globaux attendus sur le bien-être au sein du marché européen par rapport aux investissements dans le réseau électrique ainsi que les coûts d'exploitation de celui-ci.

3.2.3.2. Ambitions pour les SER offshore en Europe

Les ambitions et les annonces les plus récentes, telles qu'elles étaient connues à la fin de 2021 pour l'énergie éolienne offshore, sont illustrées dans la Figure 3.6 ci-dessous. Il convient de noter que les récentes augmentations de l'ambition annoncées dans de nombreux pays de l'UE pour 2022 n'étaient pas encore connues lorsque l'étude a été réalisée et n'ont donc pas été prises en compte dans la Figure 3.6.

FIGURE 3.6 : AMBITIONS CONCERNANT LE DÉVELOPPEMENT DE LA CAPACITÉ ÉOLIENNE OFFSHORE



Remarques
- Les chiffres s'appliquent à l'UE27+UK+NO.
- La capacité installée au 1er janvier 2022 est basée sur les statistiques de WindEurope 2021.
- L'objectif pour l'horizon 2050 comprend 300 GW pour l'UE27, ce qui conduit à une fourchette de 350-450 GW pour l'UE27+UK+NO.

Seule la capacité éolienne offshore est prise en compte, l'énergie marine/marémotrice et le photovoltaïque flottant ne sont donc pas inclus ici.

Pour refléter ces ambitions, la situation de départ et le réseau de référence supposent un niveau prédéterminé d'énergie éolienne offshore connectée radialement de ~120 GW pour les différents États membres. Cette approche a été choisie afin de maintenir l'équilibre nécessaire entre une approche d'optimisation européenne complète et les efforts nationaux individuels de réduction du CO_2 attendus, en cohérence avec les plans nationaux les plus récemment annoncés. Un grand nombre de parcs éoliens offshore prévus en Europe sont actuellement en cours de développement et, pour la plupart d'entre eux, le type de raccordement (par exemple, radial) est connu.

Il est également important de souligner que ces ambitions devront être mises à jour et consolidées par les États membres pour chaque bassin maritime au cours de l'année 2022, comme le prévoit la révision du règlement TEN-E[6]. La définition d'objectifs en matière de SER par bassin maritime est une première étape importante vers les « Offshore Network Development Plans » (ONDP - plans de développement du réseau offshore). Les conclusions de l'étude KARI peuvent également apporter un soutien précieux dans le cadre de la rédaction de ces ONDP.

3.2.3.3. Réseau de référence et hypothèses générales

Le point de départ de l'étude KARI est le réseau de référence ENTSO-E pour l'horizon 2027 qui a été complété par les informations provenant des dernières études TYNDP 2020, TYNDP 2022 et des plans de développement nationaux. De cette manière, la cohérence avec les études TYNDP d'ENTSO-E est assurée. Pour la Belgique en particulier, cela signifie que le réseau onshore a déjà été considérablement renforcé dans le réseau de départ (autrement dit réalisation complète du renforcement du backbone avec HTLS). Il convient d'indiquer que les interconnexions belges qui sont introduites pour approbation ou pour indication dans ce Plan de Développement fédéral ne font pas partie du réseau de référence. Cela signifie concrètement que TritonLink, Nautilus et le renforcement de l'axe Lonny-Achêne-Gramme, entre autres, ne sont pas compris dans le réseau de référence.

Pour chaque type de raccordement (renforcements en courant alternatif ou continu, câble onshore ou offshore, distance, etc.), des données génériques, telles que des coûts standardisés, sont utilisées pour l'ensemble du système (c'est-à-dire qu'il n'y a pas de variation en fonction du lieu). Il s'agit par essence, bien entendu, d'une approximation de la réalité, mais elle permet à l'optimisation de considérer toutes les options disponibles conjointement et équitablement.

L'étude KARI n'a analysé que le potentiel de l'énergie éolienne offshore ; elle n'a pas pris en compte d'autres types de SER offshore (par exemple, l'énergie marémotrice, l'énergie houlomotrice, l'énergie solaire flottante, etc.). Ce potentiel éolien offshore a été identifié et cartographié via une approche détaillée, en prenant comme point de départ la base de données de 4COffshore [4CO-1], mais aussi en tenant compte des contraintes géographiques (bathymétrie, voies de navigation, zones environnementales, etc.) ainsi que les concessions offshore les plus récemment identifiées dans les plans nationaux pour l'exploitation et le développement de l'énergie éolienne. Le potentiel total de l'éolien offshore qui pourrait être intégré électriquement en Europe d'ici 2035 est d'environ 230 GW. Étant donné que ~120 GW sont considérés comme connectés radialement (c'est-à-dire inclus dans le réseau de référence), l'algorithme a la liberté d'intégrer électriquement jusqu'à 110 GW de parcs éoliens offshore supplémentaires. En ce qui concerne la production éolienne offshore de la Belgique, 5,8 GW d'énergie éolienne offshore sont raccordés radialement et aucun potentiel supplémentaire n'est prévu d'ici 2035 pour l'étude KARI. La possibilité de développer jusqu'à 8 GW de SER offshore en Belgique a déjà été envisagée dans ce Plan de Développement fédéral, mais seulement à l'horizon 2040 (voir §4.2.5 : Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable en mer du Nord belge).

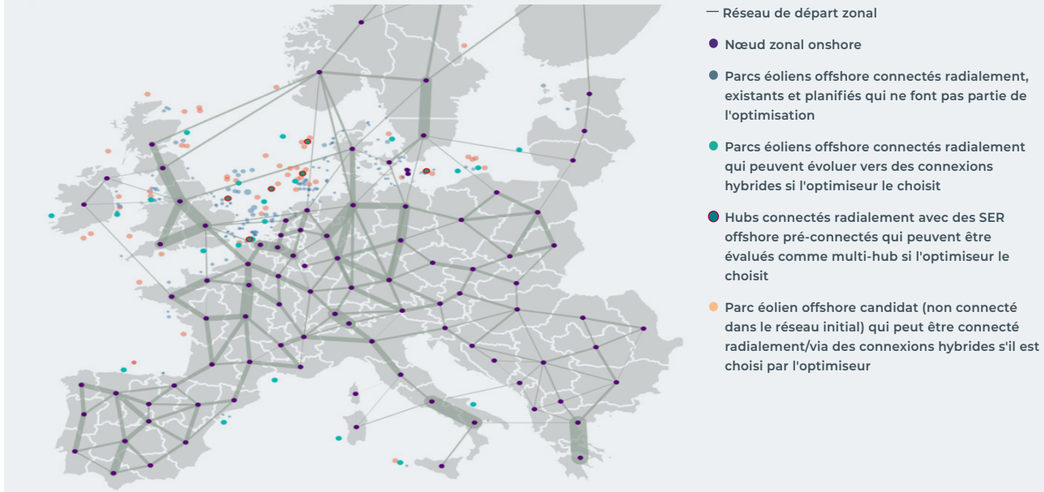
5 Dans les scénarios PDF, la capacité P2X a été optimisée (paragraphe 2.1 Scénarios de développement du réseau de transport). Ces hypothèses n'ont pas toutes été incluses dans l'étude KARI, cette dernière ayant été initiée plus tôt.

6 Trans-European Network for Electricity.

L'algorithme tient également compte des coûts des parcs éoliens offshore et des distances à parcourir pour les raccorder, et fait une distinction entre les éoliennes fixes et les éoliennes flottantes.

Le point de départ général pour l'Europe est illustré dans la Figure 3.7 ci-dessous, qui illustre également l'approche de modélisation zonale choisie, selon laquelle les pays sont divisés en différentes zones afin de représenter plus précisément les goulets d'étranglement internes. Pour les études à long terme, une telle approche permet de trouver un système optimal global indépendant des règles actuelles du marché esquelles peuvent évoluer sur un tel horizon temporel. Cette approche est également suivie dans d'autres études à long terme, telles que l'étude TYNDP IoSN ou e-Highway 2050 [EHI-1].

FIGURE 3.7 : MODÈLE ZONAL ET POTENTIEL DES SER OFFSHORE POUR L'ÉTUDE IOSN KARI D'ICI 2035





Enfin, comme l'illustre la carte ci-dessus dans la Figure 3.7, une distinction est faite entre les parcs éoliens offshore raccordés radialement (avec une capacité standard de 2 GW) et les « hubs » raccordés radialement (qui ont des capacités éoliennes beaucoup plus importantes). Les hubs raccordés radialement consistent en plusieurs parcs éoliens offshore qui se raccordent ensemble à un emplacement offshore central (appelé hub). Ce hub est à son tour raccordé au réseau onshore. Six hubs[7] sont placés dans le réseau de référence pour refléter les ambitions actuelles. L'un d'eux est situé dans la partie belge de la mer du Nord et raccorde 3,5 GW d'énergie éolienne offshore comme point de départ. Ces hubs offshore sont censés pouvoir connecter des renforcements transfrontaliers hybrides et traditionnels supplémentaires et des parcs éoliens sans coût supplémentaire pour le hub. Notez que l'algorithme envisage la possibilité de raccorder ce hub énergétique offshore belge avec d'autres parcs éoliens, hubs énergétiques, îles ou pays.

7 Il s'agit ici d'un hub belge, deux hubs danois (île énergétique de Bornholm en mer Baltique et île énergétique en mer du Nord), un hub britannique, un hub allemand et un hub néerlandais (North Sea Wind Power Hub), sur base des annonces récentes des différents états membres ainsi que des projets connus.

3.2.3.4. Fonction objectif

Différents optima peuvent être recherchés pour l'horizon 2035, qui dépendent des objectifs fixés. Dans l'algorithme, cela se traduit par la fonction objectif. La fonction objectif utilisée pour KARI dans le cadre de ce Plan de Développement fédéral est le coût total du système le plus bas (y compris le coût d'exploitation, le coût sociétal du CO_2, les investissements dans l'énergie éolienne et les coûts de transmission). Notons que d'autres « critères d'arrêt », tels que la réalisation d'une certaine part de production d'électricité renouvelable (SER-E) ou un certain niveau d'intensité de CO_2, peuvent également être fixés. Par exemple, si la part de la production d'électricité renouvelable dans la demande totale d'électricité en Europe n'atteint pas un minimum de 75 % en moyenne d'ici 2035 dans l'optimum en recherchant le coût total du système le plus bas, l'algorithme peut continuer à intégrer des SER offshore supplémentaires si un tel critère d'arrêt est fixé. Cela permettra d'assurer la cohérence entre les résultats de KARI et le parcours de décarbonation européen requis pour atteindre la neutralité carbone dans l'ensemble du système énergétique d'ici 2050. À l'horizon 2035, un tel pourcentage minimum de 75 % de part de SER-E comme objectif peut donc avoir du sens et a été obtenu comme objectif la part de SER-E connue pour 2030 dans les scénarios Fit For 55.

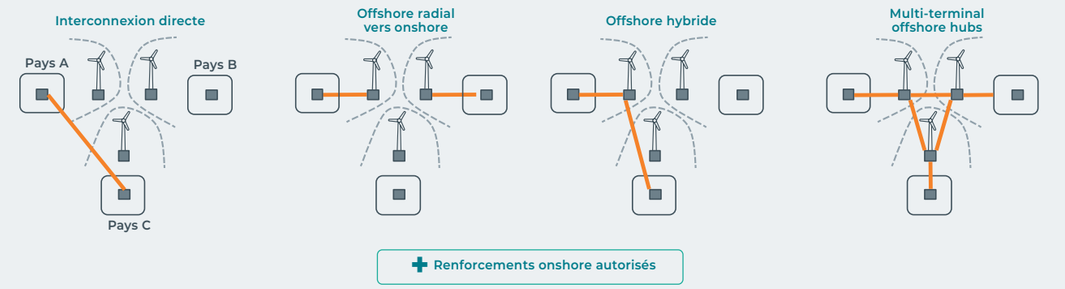
3.2.3.5. Limitations

Certaines restrictions générales sont imposées dans l'algorithme KARI, outre le choix de la fonction objectif, afin de mieux refléter la réalité du terrain et de garantir des résultats d'étude réalistes. Par exemple, les liaisons d'un parc éolien offshore raccordé radialement ne peuvent évoluer que vers un système hybride unique en raccordant une connexion supplémentaire à un autre hub ou pays. L'objectif ici est de montrer les limitations de l'espace propres aux plateformes offshore. En revanche, aucune restriction n'est imposée aux hubs énergétiques (dont six sont supposés à l'horizon 2035), en supposant que les limitations d'espace sont moins problématiques dans ce cas et peuvent être mieux anticipées. Les liaisons directes entre les SER offshore et le réseau onshore (liaisons hybrides ou radiales) sont limitées à des longueurs réalistes sur les terres proches des zones côtières. En outre, le rythme des augmentations possibles de la capacité de transport pour chaque corridor est limité afin de mieux prendre en compte le délai de réalisation de ces projets. Toutefois, compte tenu de l'horizon 2035 de l'étude, on suppose que les progrès technologiques requis ont été réalisés (voir §2.3 La technologie dans la transition énergétique) afin de déployer effectivement les systèmes multi-terminaux envisagés. En d'autres termes, les contraintes technologiques spécifiques liées au développement de systèmes multi-terminaux ne sont pas prises en compte.

En plus de ces contraintes générales, trois contraintes spécifiques sont utilisées pour comparer les différentes stratégies de développement du réseau :

- ***Toutes les options :*** accès à toutes les options énumérées dans la Figure 3.8 ci-dessous.
- ***Pas de systèmes hybrides :*** les systèmes hybrides et les hubs multi-terminaux offshore sont exclus. Cela signifie que l'intégration des SER offshore se fait exclusivement par des liaisons radiales.
- ***Pas de renforcement onshore :*** uniquement accès aux développements offshore. Cela donne une idée de ce à quoi ressemblerait le système si tous les renforts onshore (autres que ceux déjà inclus dans le réseau de référence) étaient bloqués.

FIGURE 3.8: CATÉGORIES DISPONIBLES DE CANDIDATS À L'INVESTISSEMENT POUR L'INTÉGRATION DES SER OFFSHORE

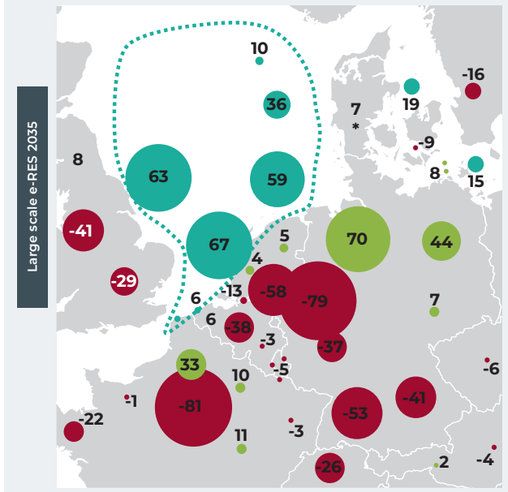


3.2.4. RÉSULTATS CLÉS POUR L'EUROPE À L'HORIZON 2035

3.2.4.1. Résultats généraux

En atteignant l'optimum de la fonction cible définie dans l'étude de réseau (voir §3.2.3.4), une quantité considérable de production éolienne offshore supplémentaire et d'infrastructure de réseau a été intégrée par rapport au point de départ du réseau de référence. Il est important de noter que la fonction cible consistant à viser le coût total relatif minimal du système a conduit à une part de SER-E de plus de 75 % de la demande d'électricité européenne. Il en résulte un bilan énergétique net par zone, résumé ci-dessous dans la Figure 3.9. Les cercles bleus sur la figure illustrent l'exportation nette d'énergie éolienne offshore en TWh qui doit trouver son chemin vers les centres de charge connus aujourd'hui sur la côte et sur le continent, indiqués dans les cercles rouges.

FIGURE 3.9 : BILAN ÉNERGÉTIQUE NET APRÈS OPTIMISATION



+ La zone onshore est exportateur net
- La zone onshore est importateur net

} Inclusive SER onshore dans le réseau de départ

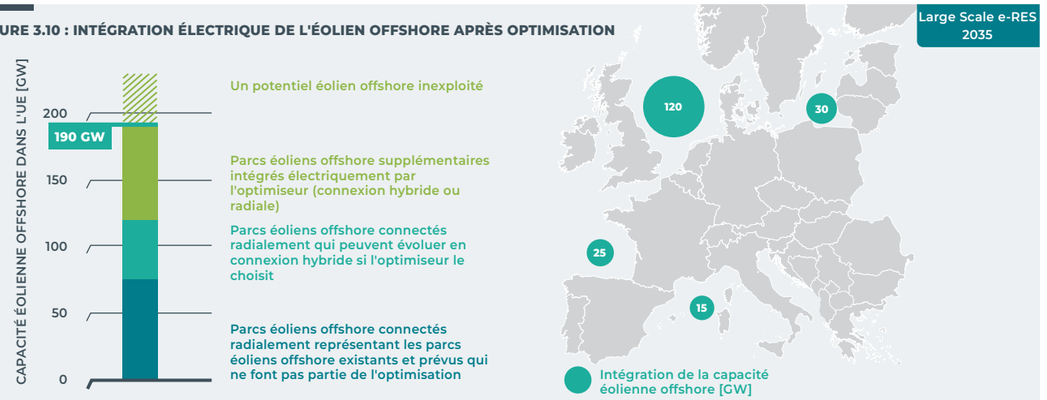
+ Production nette des parcs éoliens offshore connectés de manière optimale au réseau de départ*

* Notez que la production éolienne dans les mers a été agrégée pour être représentée sur la figure (les parcs éoliens sont modélisés séparément dans les simulations)

L'énergie éolienne offshore en mer du Nord doit être évacuée vers les centres de consommation situés plus à l'intérieur des terres. Une augmentation de la charge et/ou un déplacement vers les zones côtières peuvent être étudiés.

Environ 190 GW d'éolien offshore sur un potentiel défini de 230 GW (dans cette étude) à l'horizon 2035 sont intégrés électriquement avec l'**infrastructure** de réseau nécessaire tant offshore qu'onshore d'une manière socio-économiquement efficace et en tenant compte des limites imposées au système. Cela signifie que l'optimisation a ajouté environ 70 GW en plus des 120 GW d'éolien offshore raccordés radialement au point de départ du réseau de référence. Pour les différentes mers européennes, le résultat plus détaillé de cette capacité électriquement intégrée des parcs éoliens offshore est le suivant : 120 GW pour la mer du Nord, 30 GW pour la mer Baltique, 15 GW pour la mer Méditerranée et 25 GW autour de l'océan Atlantique (mer Celtique, golfe de Gascogne, côte ibérique) Ces résultats sont illustrés dans la Figure 3.10 ci-dessous.

FIGURE 3.10 : INTÉGRATION ÉLECTRIQUE DE L'ÉOLIEN OFFSHORE APRÈS OPTIMISATION



Une première observation est qu'une partie du potentiel total des parcs éoliens offshore n'est pas (encore) raccordée. Cela implique qu'il est important de développer autant que possible les bonnes concessions, ce qui ne peut être réalisé que par un développement coordonné des infrastructures offshore au niveau de l'UE.

Dans le même temps, compte tenu de l'énorme quantité d'énergie éolienne offshore à intégrer, il est souligné que les solutions d'infrastructure nationales prévues (par exemple, les raccordements radiaux d'éolien offshore) doivent également être poursuivies sans délai et ce, bien sûr, dans le cadre plus large d'un développement européen coordonné. Ces solutions nationales devraient, dans la mesure du possible, permettre d'anticiper au maximum les prochaines étapes (par exemple, l'extension des SER raccordées radialement à des systèmes hybrides, la facilitation d'un futur réseau maillé en mer grâce à des hubs ou des plateformes énergétiques, etc.). C'est le moyen le plus vraisemblable d'atteindre les objectifs de réduction du CO_2 à court et à long termes de la manière la plus efficace.

Une autre observation importante est que la vitesse d'intégration de la capacité SER offshore devra quadrupler[8] pour atteindre ce résultat européen dans les délais, étant donné que la vitesse moyenne jusqu'à la fin de 2021 était de ~3GW/an et qu'elle doit évoluer dès que possible pour assurer une vitesse moyenne de ~12GW/an afin d'atteindre le résultat global de 190GW dans les délais.

Enfin, l'état du réseau onshore et le développement attendu des SER onshore (par exemple, le déploiement des panneaux solaires photovoltaïques) ont également une influence majeure sur la quantité d'énergie éolienne offshore intégrée de manière optimale. Les deux doivent être coordonnés et déployés en parallèle pour gérer efficacement les besoins en infrastructures de réseau et la flexibilité vers un optimum européen. L'utilisation des Plans de Développement des Réseaux offshore (ONDP) à partir de 2023-2024, dans les mers européennes respectives, garantira que les plans européens et nationaux des États membres continuent d'être développés de manière harmonieuse et intégrés dans les études IoSN et TYNDP d'ENTSO-E.

3.2.4.2. Comparaison avec les résultats IoSN 2020 d'ENTSO-E

Le Tableau 3.1 présente une comparaison entre les résultats de KARI et ceux du TYNDP IoSN 2020 pour certains paramètres importants. Comme expliqué ci-dessus, la principale différence entre les études KARI et IoSN 2020 est que l'étude KARI considère les parcs éoliens offshore et les réseaux offshore comme des candidats à l'investissement.

On constate que la prise en compte effective des parcs éoliens offshore, des réseaux offshore et des renforcements onshore pour l'optimisation européenne (par le biais de solutions d'infrastructures radiales et hybrides) aboutit à un système globalement plus optimal en termes d'émissions de CO_2 dans le secteur de l'électricité. C'est un moyen de garder l'Europe dans la course vers la neutralité carbone et de faire en sorte que les objectifs intermédiaires fixés par le « Fit for 55 » en 2030 et les objectifs prévus pour 2040 puissent être effectivement atteints. On observe également une augmentation de la quantité relative d'énergie éolienne offshore limitée (curtailment). Cela génère des opportunités, par exemple, de stockage électrique supplémentaire ou même d'électrolyse, créant des molécules vertes qui sont également nécessaires pour décarboner les autres vecteurs énergétiques (§2.2 Un système énergétique intégré).

8 Cette conclusion est conforme à l'étude « Roadmap to net zero » précédemment réalisée par Elia, où le message d'une augmentation nécessaire de la vitesse business-as-usual d'un facteur 3 à 4 est donné.

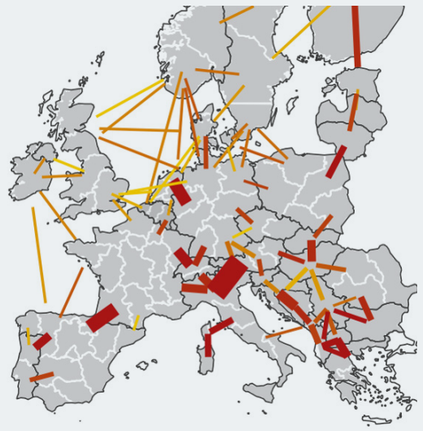
TABLEAU 3.1 : TABLEAU COMPARATIF - ÉTUDE KARI À L'HORIZON 2035 ET ÉTUDE IOSN 2020 ENTSOE À L'HORIZON 2040

	Étude IoSN ENTSO-E Horizon 2040 Réseau optimal scénario National Trends	Étude KARI Horizon 2035 Réseau optimal Scénario Large scale e-RES
Capacité OWF à l'optimum [GW]	130 GW	190 GW
Émissions de CO_2 (% de réduction par rapport à 1990)	-75%	-90%

3.2.4.3. Interconnexions directes

La Figure 3.11 ci-dessous illustre la rentabilité maximale des investissements dans la capacité de transmission transfrontalière directe (non hybride) atteinte lors de l'optimisation dans le scénario « Large scale e-RES » pour 2035. Un ratio de rentabilité supérieur à 1 signifie que les bénéfices d'une liaison sont supérieurs aux coûts. Pour la clarté de la carte, les liaisons ayant un faible ratio de rentabilité (< 1,4) ont été filtrées. Les renforts internes, les systèmes hybrides et les raccordements radiaux des parcs éoliens offshore ne sont pas représentés sur la carte, mais sont inclus dans l'optimisation pour ce calcul.

FIGURE 3.11 : RENTABILITÉ DES LIAISONS TRANSFRONTALIÈRES DIRECTES



Les interconnexions onshore et offshore directes restent rentables et sont nécessaires pour libérer tout le potentiel des SER offshore et permettre ainsi la transition systémique vers un système à faible émission de carbone. Elles s'appuient toutes les deux sur des renforcements internes nécessaires.

Il apparaît clairement que, outre l'intégration de l'énergie éolienne offshore, les renforcements transfrontaliers terrestres et les renforcements transfrontaliers potentiels directs ou indirects (via l'hybride) par le biais de routes offshore restent intéressants à analyser plus en détails. Il n'y a pas de lien direct entre la rentabilité des interconnexions - hybrides ou autres - et leur longueur totale. En effet, les différences de prix plus importantes entre les zones d'enchères et la complémentarité des profils de production des SER et de consommation justifient des distances plus grandes qui permettent des liaisons directes ou indirectes entre les pays proches et lointains. En général, nous voyons clairement deux grands corridors émerger en Europe :

- L'un d'eux va du nord-est au sud-ouest, reliant la région nordique et le potentiel éolien offshore de la mer Baltique, via les pays de la mer du Nord, à l'Espagne et au Portugal ensoleillés, où les installations photovoltaïques et CSP sont prédominantes.
- Et un second allant plutôt du nord-ouest au sud-est, reliant le potentiel d'énergie éolienne offshore durable de la mer du Nord, via les pays de la mer du Nord et la région des Balkans, à la Grèce et à la Turquie ensoleillées, où les panneaux solaires photovoltaïques et les installations CSP dominent.

Le corridor nord-sud de la mer du Nord est une pierre angulaire des deux corridors de haut niveau mentionnés ci-dessus.

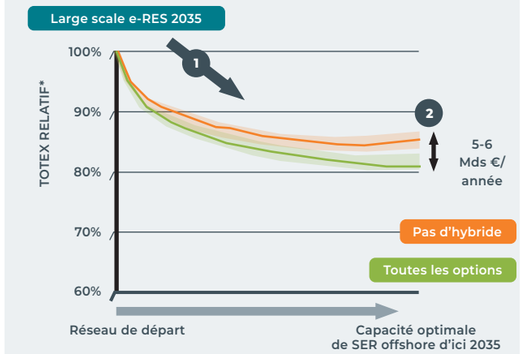
Ces observations sont conformes aux conclusions du dernier Plan d'Investissement régional de 2020 (mer du Nord) [ENT-9][9] et aux résultats globaux de l'étude IoSN ENTSO-E de 2020. Toutefois, il est clair que l'intégration des SER offshore et des réseaux offshore est complémentaire avec les renforcement onshore nécessaires, au vu des besoins généraux du système.

3.2.4.4. Avantages de l'intégration des SER offshore et des réseaux offshore

Les avantages pour le système européen de réseaux offshore optimisés, utilisant le potentiel d'interconnexions hybrides et du maillage offshore, qui combinent la production de SER offshore avec les capacités d'échange du marché, sont clairement illustrés dans la Figure 3.12 ci-dessous.

9 Voir « RegIP2020_NS_final.pdf ».

FIGURE 3.12 : ÉVOLUTION DU TOTEX RELATIF EN FONCTION DE LA CAPACITÉ DES SER OFFSHORE



1. Encourager les SER offshore est une solution « no regret »
2. Une plus grande coordination au niveau européen est essentielle

La Figure 3.12 démontre comment les coûts du système (TOTEX relatif[10]) diminuent considérablement en fonction de la capacité éolienne offshore ajoutée. D'une part, l'augmentation de la quantité d'éolien offshore est bénéfique pour le coût total du système, mais d'autre part, sans la possibilité de solutions hybrides offshore, les coûts sociétaux totaux seront beaucoup plus élevés. D'ici 2035, cette différence pourrait même atteindre dans ce cas entre 5 et 6 milliards d'euros par an.

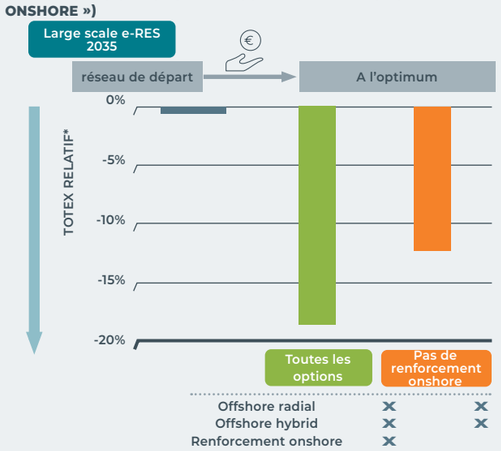
Des coûts moins élevés signifient des efforts sociétaux globaux moins importants, moins d'impact négatif sur l'environnement et, également, un plan de développement plus réaliste qui garantit la transition énergétique en temps voulu. En effet, les systèmes hybrides installés dans des endroits bien choisis permettent une plus grande intégration des SER, à un coût global inférieur, par rapport à l'utilisation uniquement de SER radiales et d'interconnexions directes traditionnelles. Cependant, les liaisons radiales font toujours partie de la solution envisagée à l'horizon 2035 et peuvent, dans certaines situations, constituer un point de départ favorable pour les évolutions futures du système offshore vers des systèmes hybrides et des réseaux plus maillés, permettant de réaliser l'intégration des SER et la réduction du CO_2 dès que possible, dans l'attente d'évolutions futures basées sur les besoins du système. Il est clair, cependant, qu'une telle expansion des liaisons radiales doit être anticipée dès la phase de conception afin de maximiser la faisabilité technico-économique.

La Figure 3.12 démontre clairement l'avantage d'un plus grand nombre d'interconnexions hybrides et d'un certain niveau de maillage du réseau, permettant le rassemblement des SER offshore pour exploiter au maximum les effets de décorrélation globaux afin de réduire autant que possible les coûts du système. L'électricité verte ainsi intégrée apportera une contribution positive aux objectifs en matière de CO_2 et réduira les coûts globaux du système pour l'UE, même si la production maximale ne peut pas toujours être utilisée. Cette limitation (ou «curtailment») de l'énergie provenant des SER offre un potentiel évident de stockage et d'avantages intersectoriels, par exemple pour produire des molécules vertes par électrolyse et ainsi réduire davantage les émissions de CO_2 du système énergétique global.

3.2.4.5. Le renforcement du réseau onshore reste essentiel

Pour que le développement de l'infrastructure du réseau puisse soutenir la trajectoire optimale de réduction des émissions de CO_2, il faut adopter une approche holistique qui tienne compte à la fois des besoins et des possibilités du réseau onshore et du réseau offshore, y compris les SER offshore, comme l'a fait l'étude KARI. L'impact systémique, toujours en termes de TOTEX relatif, est illustré à la Figure 3.13. On voit ici clairement que le renforcement du réseau onshore reste un élément crucial de la solution optimale nécessaire à l'intégration des SER offshore.

FIGURE 3.13 : TOTEX RELATIF EN FONCTION DES LIMITATIONS (« TOUTES LES OPTIONS » VERSUS « PAS DE RENFORCEMENT ONSHORE »)



10 Le TOTEX relatif est défini comme dans la note de bas de page 177, où la valeur à l'optimum est pondérée par rapport à la valeur dans le réseau de départ.

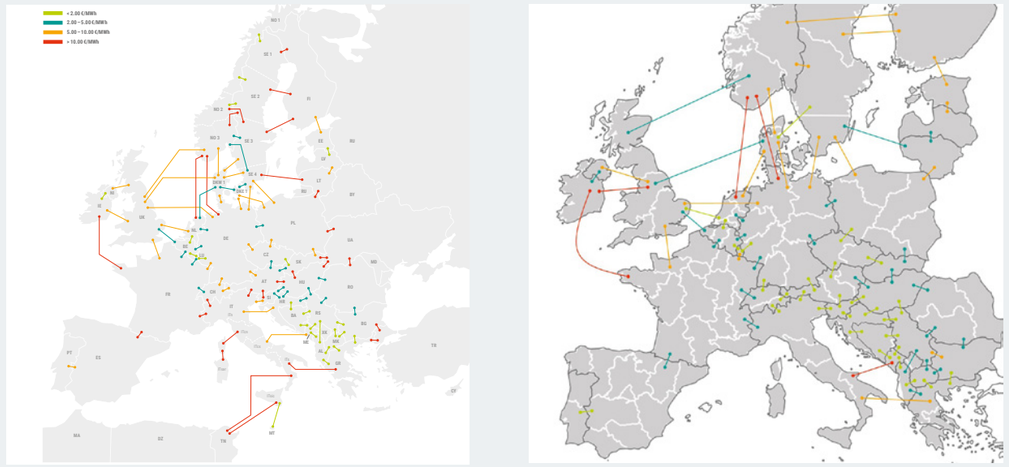
Le renforcement du réseau onshore est une pièce essentielle du puzzle pour une intégration optimale des SER offshore. Il est donc nécessaire de renforcer le réseau onshore à la fois directement (depuis les parcs éoliens offshore vers les centres de charge) et indirectement (renforcements transfrontaliers du réseau onshore et backbone).

3.2.4.6. Convergence des prix

Les résultats en termes de différences moyennes annuelles de prix de gros en Europe attendues à l'horizon 2035 sont présentés dans la Figure 3.14 ci-dessous. Celles-ci sont indiquées pour chaque pays via la différence absolue du prix marginal moyen annuel par rapport à tous les pays voisins. À gauche, les différences de prix IoSN 2020 entre les pays dans une situation de réseau optimale et à droite, les différences de prix entre les pays dans le modèle KARI zonal avec intégration du réseau optimisé et de l'éolien offshore[11].

On constate que les résultats pour l'Europe sont généralement conformes à ceux de l'étude IoSN 2020, mais qu'en moyenne, il existe une plus grande convergence des prix en Europe en raison de l'intégration accrue des parcs éoliens offshore et des extensions de réseaux onshore et offshore qui en résultent.

FIGURE 3.14 : GAUCHE = DIFFÉRENCE ABSOLUE DES COÛTS MARGINAUX ENTRE LES ZONES D'ENCHÈRES VOISINES ACTUELLES EN 2040, DANS LE RÉSEAU OPTIMAL (SOURCE = FIG. 2.13 DE L'ÉTUDE IOSN 2020 ENTSO-E) DROITE = DIFFÉRENCES DE PRIX DANS UN RÉSEAU OPTIMAL AVEC UNE INTÉGRATION ACCRUE DES PARCS ÉOLIENS ET RÉSEAUX OFFSHORE (SOURCE = ÉTUDE KARI)





11 Notons que seule une différence de prix par frontière est indiquée, sur la base de la différence de prix entre les deux zones voisines (les prix zonaux sont utilisés, et non un prix moyen calculé sur le marché national). Lorsque différentes liaisons transfrontalières ont été simulées pour les mêmes frontières (quand différentes zones sont situées à la même frontière), l'écart de prix moyen des liaisons transfrontalières est indiqué.

3.2.5. PRINCIPAUX RÉSULTATS POUR LA BELGIQUE À L'HORIZON 2035

Dans le chapitre précédent, quelques leçons importantes ont été tirées au niveau européen. L'objectif est maintenant de traduire ces conclusions pour la Belgique, en partant du principe que la Belgique aura quoi qu'il en soit besoin d'une intégration plus poussée des SER offshore pour soutenir ses objectifs en matière de SER-e d'ici à 2030 et au-delà d'ici à 2050, comme indiqué à la section 1.2 La transition énergétique - Neutralité climatique d'ici 2050.

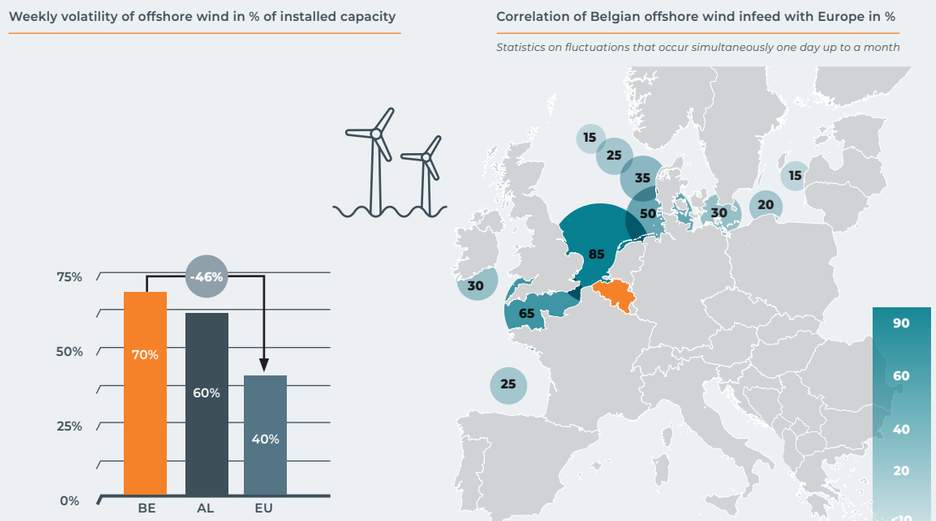
Les principaux résultats pour la Belgique seront mis en évidence dans ce qui suit sous trois angles : le premier est le potentiel des SER offshore, le deuxième le potentiel des renforcements transfrontaliers directs et le troisième la convergence attendue des prix de gros.

3.2.5.1. Potentiel des SER offshore

Les résultats européens optimaux permettent de tirer quelques conclusions importantes pour la Belgique en ce qui concerne l'intégration des SER offshore :

- Le hub énergétique situé dans la partie belge de la mer du Nord joue un rôle important et constitue un élément clé pour l'intégration efficace des SER offshore, car il permet diverses liaisons hybrides et radiales avec d'autres hubs énergétiques et d'autres pays. Cela permettra une intégration des SER offshore d'ici 2035 qui dépassera le potentiel énergétique de la zone économique exclusive (ZEE) belge et pourra ainsi soutenir les objectifs SER-e de la Belgique.
- Plusieurs liaisons offshore émergent simultanément entre la Belgique et le Royaume-Uni, la région nordique, les Pays-Bas et la France. Ces liaisons distantes, tant radiales qu'hybrides, utilisent efficacement le grand potentiel énergétique des SER en mer du Nord et permettent de bénéficier au maximum des effets de décorrélation associés. De cette façon, les électrons verts peuvent être intégrés plus efficacement dans le système énergétique européen. Les effets de décorrélation globaux au sein d'un système européen sont illustrés à la Figure 3.15, sous l'angle de vue belge.
- Des besoins de renforcement pour le hub énergétique ont également été identifiés afin que l'énergie offshore puisse être évacuée vers les centres de consommation onshore en Belgique en renforçant le réseau onshore. Ces renforcements internes supplémentaires et les points de raccordement onshore font l'objet d'études en cours et sont liés à l'identification des besoins du système du backbone (§3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV). Une augmentation de la charge et/ou un déplacement vers la zone côtière de la Belgique peuvent être étudiés plus en détail dans ce contexte.
- D'ici 2035, lorsque les corridors onshore existants auront été développés à leur plein potentiel, les développements offshore seront complémentaires avec de nouveaux renforcements onshore.
- Pour que la transition énergétique européenne soit optimale et réussie, il faut s'orienter vers un partage des SER offshore entre les pays (qu'ils soient côtiers ou enclavés) et donc une plus grande coordination via un partage des efforts et des coûts. Dans ce contexte, les subventions européennes peuvent devenir nécessaires, en fonction des analyses coûts-bénéfices propres à chaque projet.

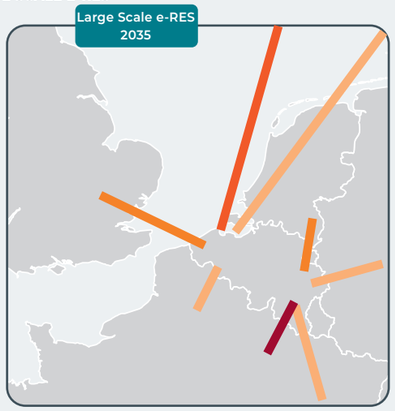
FIGURE 3.15 : CORRÉLATION ENTRE L'APPORT ÉOLIEN OFFSHORE BELGE ET L'EUROPE EN % - SOURCE = ROADMAP TO NET ZERO



3.2.5.2. Interconnexions directes

Si l'on examine les liaisons transfrontalières directes vers et depuis la Belgique et leur rentabilité dans le système optimal pour le scénario de marché considéré dans l'étude KARI, il apparaît que tous les renforcements transfrontaliers sont rentables et/ou proches de l'optimum global, comme le démontre la Figure 3.16.

FIGURE 3.16 : RENTABILITÉ DES INTERCONNEXIONS TRANSFRONTALIÈRES POTENTIELLES EN BELGIQUE. DANS UN SYSTÈME EUROPÉEN OPTIMAL POUR LE SCÉNARIO « LARGE SCALE E-RES »



Dans une perspective de maximisation du bien-être au sein du marché européen de l'énergie, on peut tirer les observations suivantes pour la Belgique, qui concernent le potentiel à court terme des interconnexions directes à l'horizon 2035 :

- Le scénario « Large Scale e-RES » identifie un important potentiel de bien-être pour des renforcements sur l'ensemble des frontières (y compris les autres pays de la mer du Nord). Une partie de ce potentiel est nécessaire pour (et complémentaire avec) les développements nécessaires du réseau offshore en mer du Nord.
- Les raccordements les plus rentables dans le scénario « Large Scale e-RES », dans le cadre du présent Plan de Développement fédéral (jusqu'en 2035) sont les interconnexions avec la France, les pays nordiques, le Royaume-Uni et les Pays-Bas. Cette conclusion dépend évidemment de la conception concrète de ces projets et de l'hypothèse d'une évolution parallèle adéquate et en temps voulu des réseaux onshore en Belgique et à l'étranger nécessaire à cet effet. La nouvelle liaison avec l'Allemagne se situe dans la plage optimale du scénario « Large Scale e-RES » et est également rentable.
- La rentabilité des interconnexions avec les pays nordiques, qu'elles soient hybrides ou directes, montre également qu'il est utile d'explorer davantage les longues liaisons.

3.2.5.3. Convergence des prix

Dans le système européen optimal, la Belgique dispose d'une plus grande capacité de transport avec le Royaume-Uni, les pays nordiques, les Pays-Bas et la France et la plupart de ces transmissions se font via des hubs énergétiques en mer du Nord, comme l'illustre la Figure 3.11. Dans une telle situation, comme l'illustre la Figure 3.17 ci-dessous, on atteint un niveau acceptable de convergence des prix de gros de l'électricité d'environ 2 euros/MWh, qui est également fixé comme seuil dans les objectifs de l'ITEG[12].

Dans un tel système optimal, la Belgique obtiendrait une différence de prix avec le Luxembourg et les Pays-Bas d'environ 2 €/MWh et une différence de prix avec le Royaume-Uni, la France et l'Allemagne comprise entre 2 et 5 €/MWh. Ces résultats sont similaires à ceux de l'étude IoSN 2020 pour la Belgique, comme le démontre la Figure 3.14.

Pour les frontières avec le Royaume-Uni, la France et l'Allemagne, selon les objectifs ITEG pour ce scénario, cela signifierait que les projets après 2035 et d'ici 2040 devraient être étudiés plus en détail. Compte tenu de la rapidité nécessaire de la transition énergétique, d'autres projets à long terme avec nos pays voisins peuvent et doivent être explorés en général pour combler les besoins au-delà de 2035 - en plus des projets déjà explorés dans le présent Plan de Développement fédéral pour combler les besoins jusqu'en 2035.

FIGURE 3.17 : DIFFÉRENCES DE PRIX RÉSIDUELLES ENTRE LA BELGIQUE ET LES PAYS VOISINS, BASÉES SUR LES DIFFÉRENCES DE PRIX ZONALES SUR LES INTERCONNEXIONS



12 Novembre 2017 « Vers une Europe durable et intégrée » - Rapport du groupe d'experts sur les objectifs d'interconnexion électrique de la Commission européenne.

3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV

Cette section traite des besoins relatifs au renforcement ou au développement du réseau interne belge 380 kV, également appelé backbone (dorsale) du réseau de transport, en tenant compte des évolutions du système énergétique belge et européen. La nécessité de renforcer le backbone interne 380 kV avait déjà été confirmée dans le précédent plan de développement 2020-2030. Le backbone 380 kV étant la base du système électrique belge, il est très important de continuer à suivre de près les évolutions du secteur de l'énergie et leur impact sur les besoins du backbone. De cette manière, des ajustements peuvent être effectués à temps, de sorte que le renforcement du backbone puisse être réalisé au bon moment afin de faciliter la transition énergétique à temps.



3.3.1. LE RÉSEAU INTERNE 380 KV ET LA NÉCESSITÉ DE SON DÉVELOPPEMENT

Un réseau interne 380 kV robuste et fiable est un élément indispensable du système électrique en Belgique. Il s'agit en quelque sorte de l'épine dorsale du réseau électrique belge. Le réseau interne 380 kV doit être capable à tout moment, avec un haut degré de fiabilité, de faciliter les échanges internationaux d'énergie, de permettre l'intégration de grands volumes de SER et de fournir une capacité d'accueil suffisante aux utilisateurs du réseau, tant en termes d'injection que de prélèvement. Il sert également à assurer l'alimentation des réseaux sous-jacents à des tensions inférieures.

FIGURE 3.18 : LE RÉSEAU BELGE 380 KV



Dans les années à venir, le réseau interne 380 kV sera confronté à de nombreux défis. Il doit effectivement pouvoir faciliter les développements importants suivants avec un haut degré de fiabilité :

1. Des développements ambitieux concernant la production d'énergie éolienne offshore, dont 3,5 GW de production supplémentaire d'énergie éolienne offshore dans la ZEE belge d'ici 2030, en plus des 2,3 GW déjà existants (voir également §1.2.3 La transition énergétique en Belgique) ;
2. Des interconnexions nouvelles ou renforcées avec les différents pays voisins, tant onshore qu'offshore (voir également §4.2 Développement et intégration du réseau offshore et §4.3 Poursuite du développement des interconnexions onshore) ;
3. Nouvelles unités onshore pour la production et le stockage d'électricité, y compris les nouvelles TGV prévues à Awirs et Seraing ;
4. Une prolongation partielle du parc de production nucléaire existant en Belgique [BEL-2] ;
5. Une augmentation attendue de la consommation d'électricité, comme indiqué au §2.1.6, à la fois dans les clusters industriels au travers de l'électrification massive (voir §3.6 Reconnaissance du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique) et dans les clusters résidentiels au travers de l'utilisation croissante de véhicules électriques et de pompes à chaleur (voir §3.7 Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées).

En outre, la législation européenne entourant le Clean Energy Package (CEP) stipule qu'au moins 70 % [EUC-19][13] de la capacité de transport physique et sûre maximale doit être disponible aux frontières nationales afin de promouvoir le marché transfrontalier européen et les flux de marché associés. Le réseau de transport interne doit donc faciliter ces flux de marché et internes.

13 Article 16 (General principles of capacity allocation and congestion management), §8

Il faut s'attendre à ce que les développements ci-dessus entraînent des flux nord-sud et est-ouest plus importants, avec plus de variabilités et de volatilité, à travers le réseau interne 380 kV. En outre, il peut arriver que, selon la situation, une très grande partie de l'électricité soit produite à l'ouest ou à l'est du pays, respectivement, grâce à des unités de production éolienne offshore ou thermique. Si le vent soufle suffisamment fort, une très grande partie de la production d'électricité se fera en mer, ce qui signifie que l'électricité devra être transportée de l'ouest du pays jusqu'à l'utilisateur final. Lorsque le vent ne soufflera pas suffisamment, une partie importante de l'électricité sera produite dans l'est du pays, où se trouveront notamment les nouvelles TGV des Awirs et de Seraing, ainsi que la centrale d'accumulation par pompage de Coo et une production nucléaire potentiellement prolongée.

Ces flux plus importants exerceront une pression supplémentaire sur le réseau interne 380 kV, et pourraient entraîner des congestions sur certains axes. Si les congestions ne se produisent que dans une mesure limitée, elles peuvent être résolues par des actions correctives. Toutefois, si ces congestions deviennent trop importantes et trop fréquentes, ces mesures correctives ne seront plus suffisantes ou deviendront très coûteuses. D'autres solutions doivent donc être étudiées pour transporter les flux accrus de manière fiable, comme décrit au §1.4.3.

3.3.2. ÉTUDE POUR IDENTIFIER LES BESOINS DU RÉSEAU INTERNE 380 KV

Afin d'évaluer correctement l'impact des développements mentionnés dans le paragraphe précédent sur le réseau interne, une étude a été lancée pour identifier les besoins du réseau interne 380 kV. Cette étude vise à identifier les congestions potentielles qui se produiront sur le réseau interne 380 kV aux horizons 2030 et 2035, en tenant compte du calendrier des différents projets soumis à approbation dans le présent Plan de Développement fédéral (voir chapitre 4 pour la liste et la description de ces projets).

Comme cet impact se produit en fonction des flux du marché, plusieurs scénarios de marché ont été analysés (voir §2.1 pour plus d'informations sur les différents scénarios de marché). Concrètement, une analyse a été réalisée pour les années de référence 2030 et 2035, en analysant à chaque fois l'impact sur le réseau de référence de cette année en fonction de deux scénarios de marché divergents pour cette année de référence.

Les simulations de marché sont effectuées dans un outil spécifique de simulation de marché (Antares®) et fournissent comme résultats, entre autres, à la fois le dispatching sur une base horaire pour toutes les unités de production et les échanges commerciaux entre les zones d'enchères, pour différentes situations de marché qui, ensemble, sont représentatives de l'année entière, et ce pour quelque 200 années climatiques différentes. Les résultats finaux ne représentent donc pas seulement le cas le plus défavorable, mais considèrent les situations qui se produisent tout au long de l'année, en tenant compte des différentes années climatiques.

Ces simulations de marché sont réalisées à l'échelle européenne, c'est-à-dire pour le système horizontal, selon une approche flow-based (i.e. basée sur les flux) du modèle de réseau européen. Cependant, afin de déterminer l'ampleur des flux dans le réseau interne 380 kV, le système vertical doit également être étudié. L'impact sur le réseau est étudié à l'aide d'outils détaillés de flux de charge, qui nécessitent une rationalisation du nombre de situations de marché à analyser. À cette fin, les données issues des simulations de marché sont regroupées en quelque 1 000 clusters, qui représentent de manière optimale l'ensemble des différentes situations de marché, et ces clusters sont ensuite introduits dans les outils de flux de charge, qui réaliseront les études de « load-flow » détaillées sur la base de ces 1.000 clusters de situations de marché. Concrètement, pour chacun des scénarios, la production estimée, par type de production dans ce scénario, est répartie entre les unités de production centralisées réelles en Belgique, telles que les parcs éoliens offshore, les centrales thermiques (dont les nouvelles TGV à Awirs et Seraing) et les centrales hydroélectriques, ainsi que les unités de production décentralisées, telles que les panneaux solaires résidentiels et les éoliennes onshore. La charge en Belgique est mise à l'échelle selon les estimations des différents scénarios et distribuée linéairement sur les différentes sous-stations en Belgique. Pour la production et la charge, les calculs sont réalisés avec des profils spécifiques de production et de charge dans le temps. En outre, des unités de stockage sont également prises en compte, selon un profil de charge et de décharge bien défini.

Cette production et cette charge dans les différents scénarios, réparties sur les différents sites en Belgique, sont ensuite branchées par cluster sur le réseau de référence de l'année de référence considérée. Pour le réseau interne 380 kV, l'impact sur le même réseau de référence interne est analysé en 2030 et 2035, avec les mêmes axes déjà renforcés et non encore renforcés. L'objectif est de refléter clairement et uniformément l'évolution des besoins sur ce réseau interne, et de reconfirmer à plus long terme, c'est-à-dire en 2035, les besoins apparus en 2030. Cependant, la présence d'interconnexions diffère entre les deux réseaux de référence. Certaines nouvelles interconnexions ou renforcements d'interconnexions existantes ne sont pas encore supposés être en place en 2030, mais bien en 2035 (spécifiquement pour la Belgique, il s'agit de TritonLink, Nautilus, et du renforce-

ment de l'axe Lonny-Achêne-Gramme), conformément aux hypothèses retenues dans les scénarios de marché (cf. §2.1) et au tableau du §4.1.

Enfin, à partir de cet ensemble, les flux de réseau qui se produisent sont calculés pour 1000 clusters différents de situations de marché, chacun avec une production et un prélèvement bien définis aux différents nœuds du réseau, ainsi qu'une certaine quantité d'importation ou d'exportation aux différentes interconnexions. La législation européenne sur le Clean Energy Package sera prise en compte. Les courants de réseau résultants sont calculés pour une situation « N », avec un réseau interne complet en service, ainsi que pour une situation « N-1 », où les courants résultants sont calculés lorsqu'un élément du réseau interne est hors service. C'est logique, car le réseau de transport doit être conçu pour pouvoir faire face à tout moment à la défaillance d'un élément du réseau (due à un incident de réseau) afin d'assurer un transport d'électricité suffisamment fiable. Puisque toutes les situations « N-1 » doivent pouvoir être traitées par le réseau, on prend en compte pour les différents axes les charges survenant dans le cas le plus défavorable, c'est-à-dire l'arrêt de l'élément provoquant la charge la plus élevée sur l'axe concerné. En réalité, il y aura également des situations d'indisponibilité de longue durée d'un élément du réseau (par exemple en raison de la maintenance ou de travaux sur l'élément du réseau), où cette situation « N-1 » doit encore être assurée. En d'autres termes, à ce moment-là, en plus de cette indisponibilité de longue durée de l'élément de réseau concerné, le réseau doit encore être capable de faire face à la perte d'un autre élément de réseau (« N-1-1 »). Cependant, de telles situations ne sont pas prises en compte dans cette analyse.

Ces simulations de load-flow prennent déjà en compte l'application de mesures préventives et curatives dites non coûteuses (« non-costly ») pour éviter les surcharges sur le réseau. L'outil de flux de charge appliquera déjà ces mesures pendant la simulation, afin de tenir compte des actions réelles menées sur le réseau. Un exemple important est le réglage des points de consigne des transformateurs déphaseurs afin de contrôler de manière optimale les flux le long des différents axes.

En tenant compte des capacités de transport des différents circuits du réseau interne 380 kV, l'ensemble de ces flux survenant à tout moment pendant l'année considérée donnera une bonne indication de la fréquence d'apparition des congestions sur ces circuits. Le taux de gravité des charges et des congestions éventuelles est subdivisé en quatre niveaux :

Charge acceptable **Charge élevée acceptable**
Surcharge modérée **Surcharge sévère**

Il est important de noter que les résultats pour 2030 et 2035, expliqués dans les deux paragraphes suivants, ne tiennent pas encore compte de la prolongation éventuelle de certaines unités nucléaires. L'impact d'une éventuelle « prolongation nucléaire » a également été étudié et expliqué plus en détail dans ce chapitre.



3.3.3. BESOINS DU SYSTÈME DU RÉSEAU INTERNE 380 KV EN 2030

3.3.3.1. Contexte et conditions préalables

L'étude visant à identifier les besoins du réseau interne 380 kV en 2030 a pour but d'évaluer l'impact des différents développements du système énergétique belge sur le réseau interne 380 kV belge à l'horizon 2030 :

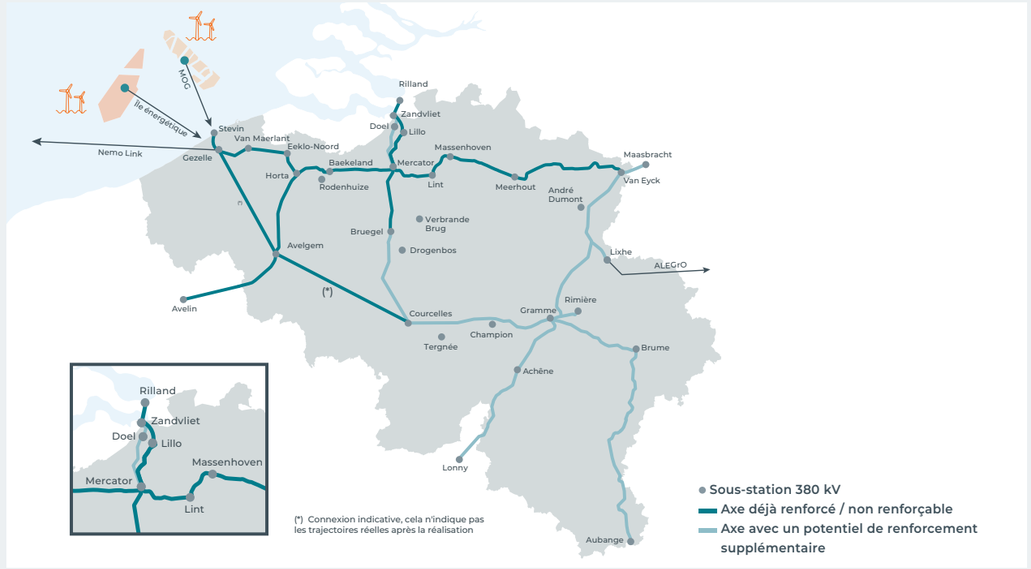
- En 2030, selon le planning actuel et à condition que les nouveaux axes Ventilus et Boucle du Hainaut soient réalisés à temps, l'île Princesse Elisabeth sera en service (voir aussi §4.2.1). Grâce à cette île énergétique, jusqu'à 3,5 GW de production éolienne offshore de la deuxième zone éolienne offshore belge (la zone Princesse Elisabeth) seront transportés sur le continent. Cela s'ajoute aux 2,3 GW de production éolienne offshore qui sont déjà produits aujourd'hui dans la première zone éolienne offshore belge et partiellement amenés à terre via le MOG I.
- Les TGV des Awirs et de Seraing devraient être mises en service en 2025 et être raccordées au réseau à haute tension de Rimière (voir également le §4.4.3). Elles sont donc toutes deux supposées être présentes à l'horizon 2030, en plus des unités de production actuelles.

Bien entendu, d'ici 2030, les développements sur le réseau interne pourront également être pris en compte :

- Les axes Massenhoven - Meerhout - Van Eyck, Mercator - Bruegel et Mercator - Massenhoven sont supposés être renforcés par des conducteurs à haute performance (voir aussi §4.5.1.1). Pour l'axe Mercator - Massenhoven, on suppose que le plus grand calibre de conducteurs à haute performance peut être placé sur cet axe, comme sur l'axe Mercator - Bruegel. En raison des restrictions sur les pylônes, ce n'est pas le cas sur l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck, où un calibre plus petit est placé ;
- La réalisation des axes Ventilus et Boucle du Hainaut (voir aussi §4.5.2) ainsi que le projet Brabo III à Anvers (voir aussi §4.5.1.2) font partie de l'horizon 2030 ;
- La nouvelle sous-station 380 kV de Baekeland sera mise en service, y compris les transformateurs déphaseurs pour distribuer les flux de manière optimale sur les axes Horta - Mercator et Avelgem - Courcelles (Boucle du Hainaut) (voir également la section §4.4.1) ;
- La nouvelle sous-station 380 kV de Rimière ainsi que le deuxième terne entre cette sous-station de Rimière et la sous-station 380 kV de Gramme seront mis en service (voir également le §4.5.1.3) ;
- Enfin, le premier transformateur déphaseur à Achêne sera également mis en service, ce qui permettra de répartir de manière plus optimale les échanges d'électricité avec la France sur les interconnexions Avelgem - Avelin et Achêne - Lonny (FR) (voir aussi §4.3.1).

En tenant compte du réseau interne actuel 380 kV en Belgique, les développements de réseau ci-dessus conduisent à un réseau de référence pour l'année 2030 comme l'illustre la Figure 3.19: Réseau de référence pour l'année 2030

FIGURE 3.19 : RÉSEAU DE RÉFÉRENCE POUR L'ANNÉE 2030



À ce réseau de référence pour 2030 sont ajoutées les différentes valeurs de production et de charge selon les deux scénarios de marché suivants (voir §2.1 pour plus d'informations sur ces scénarios) :

1. **« Established Policies » 2030** sur la base des choix politiques attendus et connus de chaque pays, tels que proposés dans les plans nationaux pour l'énergie et le climat ;
2. **« FitFor55 » 2030,** un scénario plus ambitieux avec une production renouvelable et une électrification plus poussées.

Pour les deux scénarios, conformément aux simulations de marché, la production est répartie sur toutes les unités de production qui seront effectivement présentes en Belgique en 2030, incluant ainsi les parcs éoliens de la zone Princesse Elisabeth ainsi que les nouvelles TGV des Awirs et de Seraing.

3.3.3.2. Résultats

Le contexte et les conditions préalables ci-dessus entraîneront des charges et des surcharges en 2030, comme le démontre la Figure 3.20 ci-dessous.

Dans le scénario « Established Policies », des surcharges modérées se forment sur l'axe Gramme - Van Eyck, qui n'a pas encore été renforcé par l'installation de conducteurs à haute performance. Ces surcharges se produisent presque exclusivement avec des flux sud-nord. Ceci peut s'expliquer par le fait que, par exemple pendant les moments sans vent, plusieurs développements peuvent contribuer à ces flux sud-nord sur l'axe Gramme - Van Eyck :

- Les TGV des Awirs et de Seraing produisent de l'électricité.
- La centrale d'accumulation par pompage de Coo passera en mode turbine pour contribuer à la production de la Belgique.
- La production nucléaire sera importée de France via l'axe d'interconnexion Lonny - Achêne - Gramme et Moulaine - Aubange. De l'électricité sera également importée de France via l'axe d'interconnexion Avelin-Avelgem, et grâce au fonctionnement des transformateurs déphaseurs de Baekeland, une partie de ces flux sera amenée aux axes Bruegel-Courcelles et Gramme-Van Eyck via l'axe Avelgem-Courcelles.
- Si, par exemple, il y a une pénurie de production aux Pays-Bas également, en raison de la perte de la production éolienne, des exportations de la Belgique vers les Pays-Bas peuvent également avoir lieu. Les échanges plus conséquents sur les marchés européens, également sans lien direct avec la Belgique, contribueront effectivement aussi à déterminer la charge sur cet axe.
- Les échanges de marché avec l'Allemagne via ALEGrO auront également un impact sur ces flux : si les flux sud-nord sur l'axe Gramme - Van Eyck sont exportés vers l'Allemagne via ALEGrO, c'est surtout le tronçon entre Gramme et Lixhe qui sera plus fortement chargé par des flux sud-nord encore plus élevés. Par contre, si des flux sud-nord apparaissant sur l'axe Gramme - Van Eyck sont importés depuis l'Allemagne via ALEGrO, c'est surtout le tronçon entre Lixhe et Van Eyck qui sera plus fortement chargé par des flux sud-nord encore plus élevés.

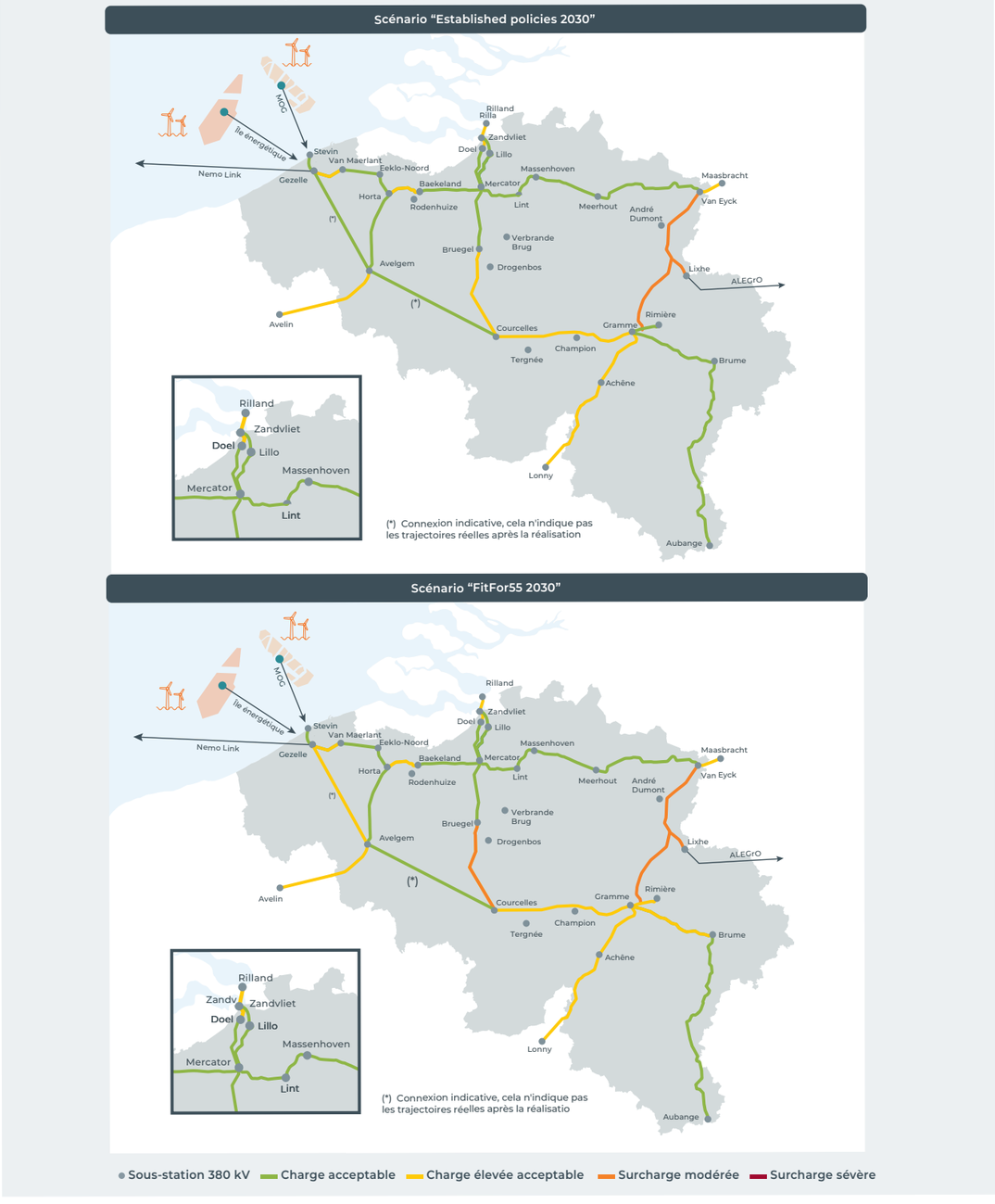
Dans le scénario « FitFor55 », avec une électrification plus poussée de la charge et une intégration des énergies renouvelables, des surcharges modérées sont créées sur l'axe Bruegel-Courcelles (qui n'a pas été renforcé non plus), en plus de celles sur l'axe Gramme-Van Eyck. L'explication de ce phénomène se trouve dans les mêmes développements que ceux qui contribuent aux surcharges sur l'axe Gramme - Van Eyck. Les deux axes sont effectivement des axes parallèles sur la boucle Mercator - Van Eyck - Gramme - Courcelles, de sorte que les flux sud-nord seront distribués sur les deux axes, entraînant des surcharges sur les deux axes. Cependant, étant donné que la plupart de ces développements ont lieu à proximité du nœud de Gramme (les TGV des Awirs et de Seraing, la centrale d'accumulation par pompage de Coo, les importations depuis la France via Lonny - Achêne - Gramme et Moulaine - Aubange), l'axe Gramme - Van Eyck sera plus souvent surchargé que l'axe Bruegel - Courcelles.

On peut donc en conclure que d'ici 2030, il sera nécessaire de renforcer l'axe Gramme - Van Eyck. Si le système énergétique belge se rapproche du scénario « FitFor55 » plutôt que du scénario « Established Policies » d'ici 2030, des surcharges modérées se produiront également sur l'axe Bruegel - Courcelles, de sorte qu'un éventuel renforcement d'ici 2030 devrait également être étudié.

Il faut également noter que l'axe Ventilus, la section souterraine de l'axe Stevin (entre les sous-stations Gezelle et Van Maerlant) et l'axe Horta - Baekeland sont déjà très chargés et donc pleinement utilisés. Cela indique clairement que les nouveaux corridors Ventilus et Boucle du Hainaut sont une condition nécessaire pour pouvoir intégrer les 3,5 GW supplémentaires de production éolienne offshore, conformément aux ambitions nationales de la Belgique, et que la valeur de conception des deux axes est également nécessaire et justifiée.

Il est important de noter que ces résultats pour 2030 ne tiennent pas encore compte d'une prolongation partielle de la production nucléaire en Belgique.

FIGURE 3.20 : CHARGES ET SURCHARGES, EN SITUATION N-1, DANS LE RÉSEAU INTERNE 380 KV POUR L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE 2030



3.3.4. BESOINS DU RÉSEAU INTERNE 380 KV EN 2035

3.3.4.1. Contexte et conditions préalables

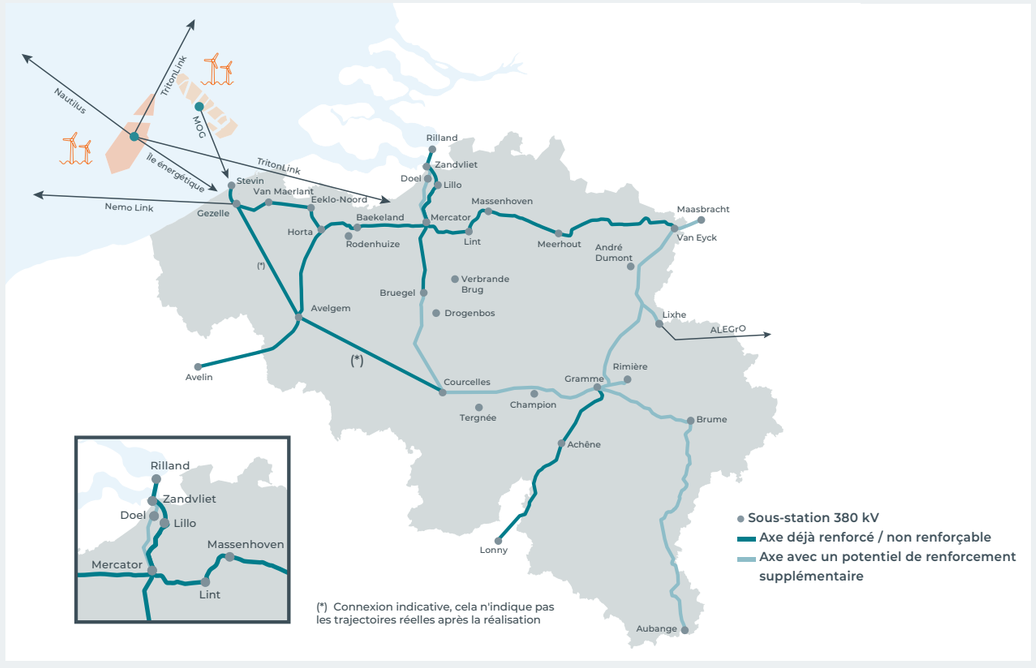
L'étude visant à identifier les besoins du réseau interne 380 kV en 2035 a pour but d'évaluer l'impact des différents développements du système énergétique belge sur le réseau interne 380 kV belge à l'horizon 2035. En plus des développements qui auront déjà lieu d'ici 2030, comme décrit dans le paragraphe précédent, les développements suivants d'ici 2035 sont pris en compte :

- La mise en service de Nautilus, la deuxième interconnexion offshore entre la Belgique et le Royaume-Uni avec une capacité de transport de 1,4 GW, qui sera raccordée à l'île Princesse Elisabeth du côté belge (voir également le §4.2.2) ;
- Le renforcement de l'axe Lonny - Achêne - Gramme par le remplacement des conducteurs existants par des conducteurs à haute performance, ainsi que l'installation d'un 2e transformateur déphaseur sur cet axe à Achêne, ce qui augmente la capacité de transport maximale de cette interconnexion avec la France d'environ 1 GW (voir également la section 4.3.1) ;
- La mise en service de TritonLink, la nouvelle interconnexion hybride entre la Belgique et le Danemark, avec une capacité de transport présumée de 2 GW (voir également le §4.2.3). Le point de raccordement de la partie du TritonLink qui reliera l'île Princesse Elisabeth à l'intérieur du pays sera situé vers le centre du pays, mais cela doit encore être étudié plus concrètement. Pour cette analyse, on part du principe que TritonLink est raccordé entre Gand et Anvers.

Par ailleurs, aucun développement supplémentaire (tel que des renforcements supplémentaires avec des conducteurs à haute performance) n'est pris en compte sur le réseau interne 380 kV par rapport au réseau de référence pour l'année 2030, afin de refléter clairement et uniformément l'évolution des besoins sur ce réseau interne et de confirmer ou non le besoin de renforcement du réseau identifié en 2030 à plus long terme.

En tenant compte du réseau interne 380 kV en Belgique en 2030, comme décrit au paragraphe précédent, les développements de réseau ci-dessus conduisent à un réseau de référence pour l'année 2035 comme l'illustre la Figure 3.21 : Réseau de référence pour l'année 2035.

FIGURE 3.21 : RÉSEAU DE RÉFÉRENCE POUR L'ANNÉE 2035



À ce réseau de référence pour 2035 sont ajoutées les différentes valeurs de production et de charge, pour tous les points de l'année, selon les deux scénarios de marché suivants (voir §2.1 pour plus d'informations sur ces scénarios) :

1. **« Global Import » 2035** un scénario mettant l'accent sur l'importation de grandes quantités d'énergie décarbonée en provenance de l'extérieur de l'Europe ;
2. **« Flex+ » 2035**, une sensibilité au scénario « e-Prosumers » 2035, avec un accent sur la production décentralisée, une électrification élevée et une flexibilité accrue de la demande d'énergie.

Comme pour l'analyse de l'année 2030, pour les deux scénarios, la production est répartie sur toutes les unités de production qui devraient être présentes en Belgique en 2035. Conformément aux perspectives de production éolienne offshore du scénario « Global Import » 2035, dans ce scénario, 600 MW supplémentaires de production éolienne offshore seront présents dans la mer du Nord belge, en plus des 5,8 GW déjà présents en 2030. Cela signifie que la valeur de conception complète de 7 GW pour l'axe Ventilus, en combinaison avec l'axe parallèle Stevin, est utilisée. Dans la conception des deux corridors, cette capacité supplémentaire a initialement déjà été prise en compte, mais elle a été réservée à la production éolienne onshore dans la région côtière. Cette analyse suppose donc une situation plus conservatrice en termes de charge sur le réseau (charge plus élevée), car la production éolienne onshore a un facteur de capacité plus faible que l'éolien offshore, par rapport à la situation initialement envisagée avec 600 MW de production onshore dans la région côtière. Dans le scénario « Flex+ », cette augmentation de 600 MW de la production éolienne offshore n'est pas présente, car ce scénario s'appuie davantage sur une production décentralisée.

3.3.4.2. Résultats

Le contexte et les conditions préalables ci-dessus entraîneront des charges et des surcharges en 2035, comme le démontre la Figure 3.22 ci-dessous.

Ces résultats confirment les conclusions de l'analyse pour l'année 2030 :

- Le principal besoin identifié en 2030, à savoir un renforcement de l'ensemble de l'axe Gramme - Van Eyck, a également été confirmé à plus long terme. En 2035, il y aura autrement une très forte congestion sur cet axe, la section entre Lixhe et Van Eyck étant légèrement plus critique que la section entre Gramme et Lixhe.
- Toujours sur l'axe Bruegel - Courcelles, la congestion augmentera en 2035, nécessitant le renforcement déjà prévu de cet axe au plus tard en 2035.

Cette nouvelle augmentation des surcharges par rapport à 2030 est, entre autres, due à l'augmentation de la capacité d'interconnexion avec d'autres pays, via les interconnexions nouvelles et renforcées, qui exercent une pression supplémentaire sur les flux sud-nord (déjà problématiques en 2030). En outre, avec la poursuite de l'électrification, en particulier dans le scénario « Flex+ », la charge a augmenté de manière significative, de sorte que davantage d'énergie doit être transportée depuis les centres de production et éventuellement via des importations à partir des interconnexions jusqu'à cette charge accrue.

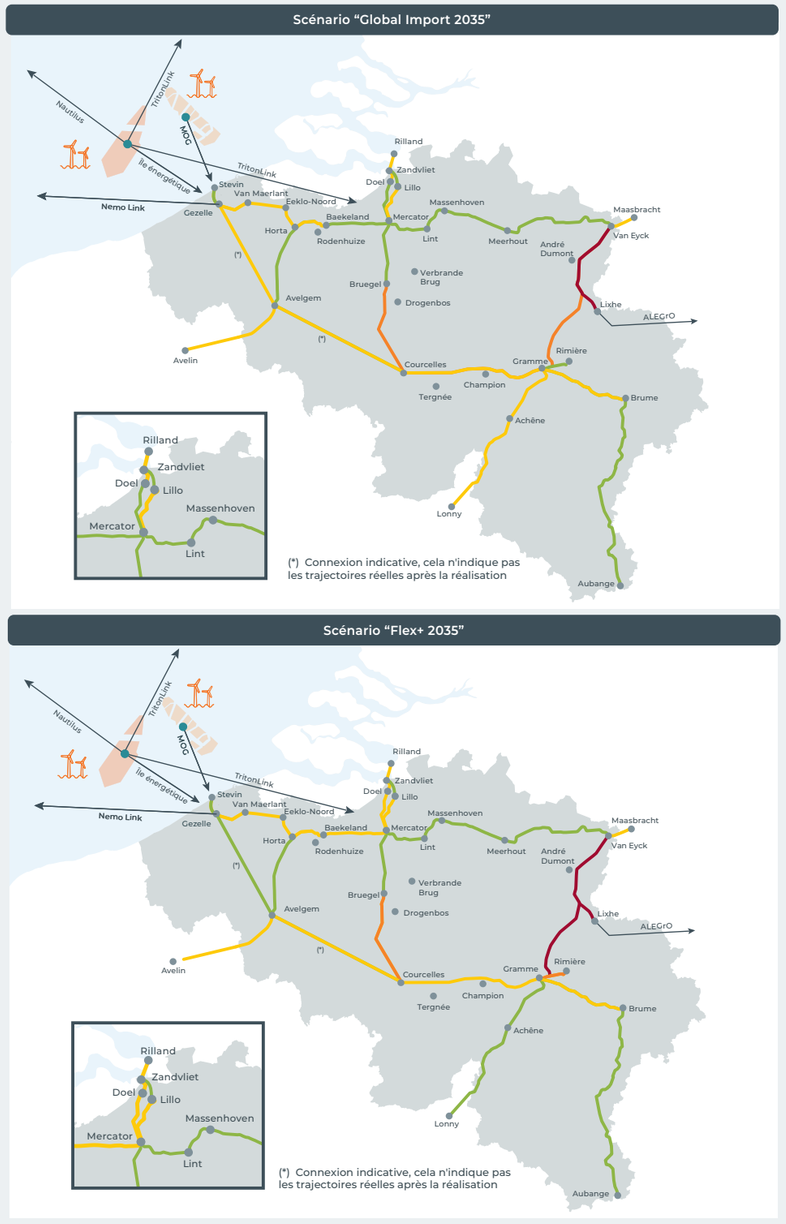
L'impact principal sur les surcharges encore plus fortes présentes sur l'axe Gramme - Van Eyck provient du renforcement de l'axe Lonny - Achêne - Gramme. **Un renforcement préalable ou simultané de l'axe Gramme - Van Eyck devient une condition nécessaire au renforcement de l'axe d'interconnexion Lonny - Achêne - Gramme, et la faisabilité en termes de calendrier du renforcement de l'axe Gramme - Van Eyck a donc un impact sur le calendrier de ce dernier.**

La nécessité des nouveaux corridors Ventilus et Boucle du Hainaut, d'une capacité nominale de 6 GW par axe, est également confirmée : en 2035, ils seront encore plus utilisés qu'en 2030. Les résultats pour le scénario « Global Import » 2035, dans lequel 600 MW supplémentaires de production éolienne offshore sont connectés à la côte, montrent également qu'une telle augmentation de la production éolienne offshore peut encore (tout juste) être transportée, dans les limites de la capacité nominale actuelle des nouveaux corridors. Ceci à condition que le développement de la production éolienne onshore dans la région côtière, qui a été pris en compte pour la conception des deux corridors, ne se poursuive pas.

En outre, on constate qu'en 2035, l'axe Gramme - Courcelles, l'axe Brume - Gramme et les axes renforçables à Anvers (Doel - Zandvliet et Doel - Mercator) sont déjà soumis à une charge élevée. Il convient toutefois de noter que la charge dans les simulations de réseau était répartie de manière linéaire sur l'ensemble de la Belgique. Si une partie importante de cette augmentation de charge se produit effectivement près de ces axes, un besoin de renforcement des axes peut être rapidement déclenché. Des demandes supplémentaires de raccordement de la part des utilisateurs du réseau, par exemple, peuvent déclencher un besoin de renforcer ces axes déjà avant 2035.

Il est important de noter que ces résultats pour 2035 ne tiennent pas encore compte d'une prolongation partielle de la production nucléaire en Belgique.

FIGURE 3.22 : CHARGES ET SURCHARGES, EN SITUATION N-1, DANS LE RÉSEAU INTERNE 380 KV POUR L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE 2035, SANS CENTRALES NUCLÉAIRES



3.3.5. IMPACT D'UNE PROLONGATION DU NUCLÉAIRE SUR LES BESOINS DU RÉSEAU INTERNE 380 KV

3.3.5.1. Contexte et conditions préalables

Le 18 mars 2022, le Conseil des ministres du gouvernement fédéral belge a décidé, dans un nouveau projet de loi [BEL-2], de prendre les mesures nécessaires pour prolonger de 10 ans la durée de vie des unités nucléaires de Tihange 3 et Doel 4. Conformément à cette décision, cette analyse suppose une prolongation de ces deux centrales, qui représentent ensemble une puissance combinée d'environ 2 GW en charge de base.

Il est évident que la présence des deux centrales, l'une à Anvers (Doel 4) et l'autre à Liège, autour de Gramme (Tihange 3), a un impact sur les flux qui se produisent sur le réseau interne 380 kV. Compte tenu des résultats pour 2030 et 2035, tels que décrits dans les paragraphes précédents, une étude supplémentaire pour évaluer l'impact d'une prolongation du nucléaire est donc nécessaire.

En tenant compte d'une prolongation du nucléaire d'au moins 10 ans, commençant au plus tôt en 2025, on suppose que les deux unités nucléaires Tihange 3 et Doel 4 seront présentes dans le système électrique belge en 2030 et 2035. On peut s'attendre à ce que l'impact de la présence des deux centrales sur la charge des réseaux de référence, tel que décrit ci-dessus, soit le plus important en 2035. C'est la raison pour laquelle il a été décidé d'analyser l'impact nucléaire en 2035. Le réseau de référence est le même que le réseau de référence décrit précédemment en 2035 dans la Figure 3.21.

Afin de simuler la situation du marché, une variante du scénario **« Global Import » 2035** a été choisie, qui inclut la production des deux centrales nucléaires. Les différentes valeurs de production et de charge de ce scénario de marché ont été ajoutées au réseau de référence de 2035.

Là encore, la production est répartie sur toutes les unités de production qui devraient être présentes en Belgique en 2035, ce qui inclut dans cette analyse les deux centrales nucléaires Tihange 3 et Doel 4.

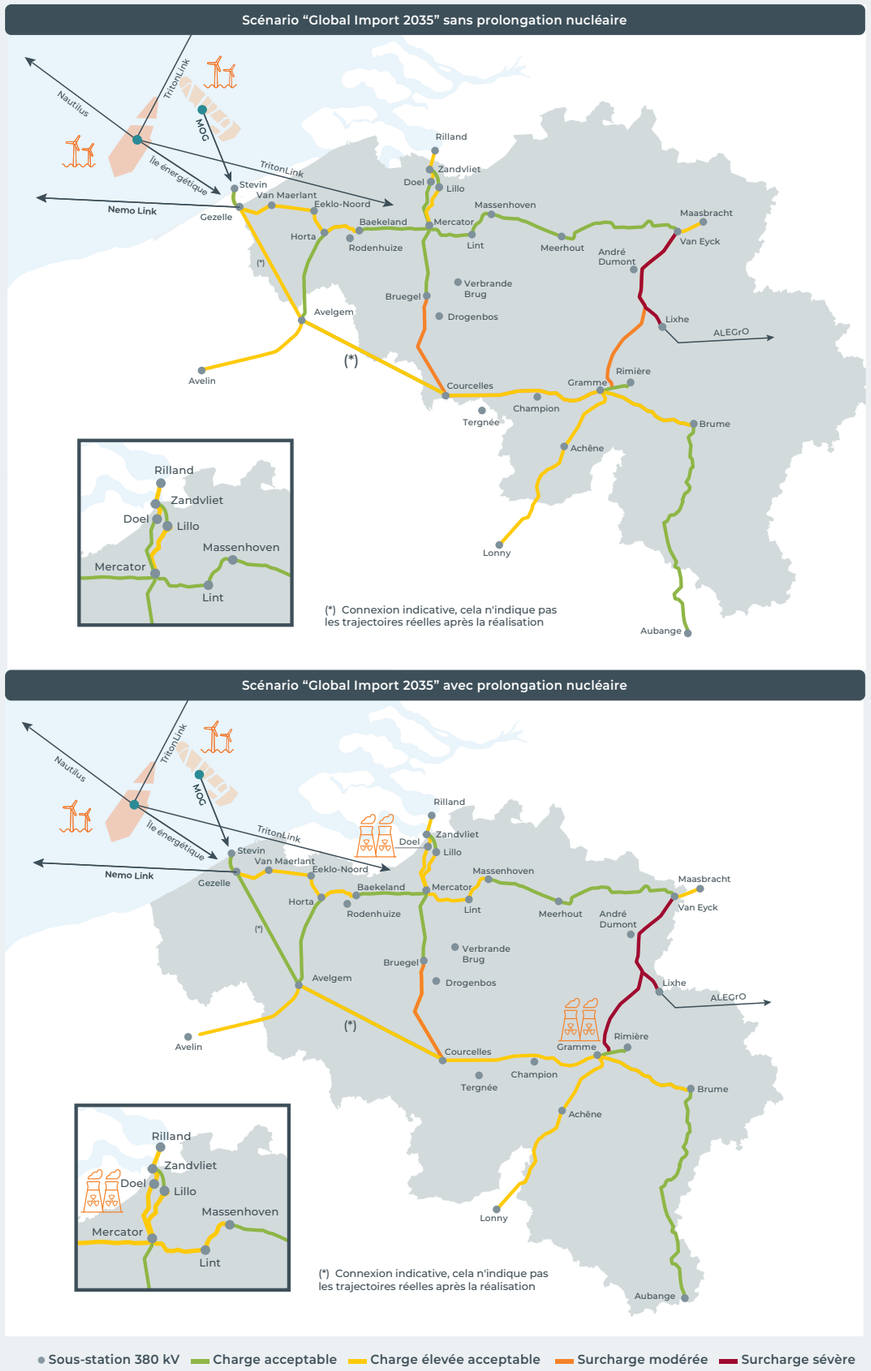
Cette analyse se concentre sur l'interaction d'une prolongation partielle du nucléaire avec les renforcements frontaliers et les renforcements du réseau interne 380 kV, en considérant les différences de résultats possibles entre un scénario « Global Import » 2035 sans prolongation du nucléaire et un scénario 2035 avec prolongation des unités nucléaires de Tihange 3 et Doel 4. D'autres études détaillées tenant compte d'autres scénarios et d'autres horizons temporels sont nécessaires pour cartographier l'impact total d'une prolongation du nucléaire.

3.3.5.2. Résultats

La Figure 3.23 illustre l'impact d'une prolongation des centrales nucléaires de Tihange 3 et Doel 4 en 2035 sur les charges et surcharges du réseau interne 380 kV, en tenant compte du contexte et des conditions préalables ci-dessus.



FIGURE 3.23 : CHARGES ET SURCHARGES, EN SITUATION (N-1), DANS LE RÉSEAU INTERNE 380 KV POUR L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE 2035, SANS ET AVEC CENTRALES NUCLÉAIRES



La présence de la centrale nucléaire de Tihange 3 provoque une surcharge supplémentaire sur l'axe Gramme - Van Eyck. Cette centrale est en effet connectée, via la sous-station 380 kV de Tihange, au nœud de Gramme, le nœud sud de cet axe. Cette production supplémentaire de 1 GW en charge de base augmentera donc significativement les flux sud-nord sur l'axe Gramme - Van Eyck. Alors qu'en l'absence de prolongation nucléaire, il était déjà nécessaire de renforcer l'axe Gramme - Van Eyck d'ici 2030, une prolongation du nucléaire renforce davantage ce besoin. **De plus, ce renforcement de Gramme - Van Eyck est encore plus fortement confirmé comme une condition nécessaire au renforcement de l'axe d'interconnexion Lonny - Achêne - Gramme avec des conducteurs à haute performance.**

Les résultats démontrent également qu'une prolongation du nucléaire, dans les hypothèses de ce scénario, ne créera pas de surcharges supplémentaires sur l'axe Bruegel - Courcelles au-delà de celles qui sont présentes sur cet axe sans les centrales de Doel et Tihange. La présence de Doel 4 dans le nord du pays permettra même de contrer légèrement ces surcharges, qui se produisent avec les flux sud-nord. La prolongation du nucléaire n'exerce donc pas de pression supplémentaire sur le renforcement de l'axe Bruegel - Courcelles.

Une dernière conclusion qui peut être tirée de ces résultats est que la présence de Doel 4 et de TritonLink exercera une pression supplémentaire sur l'axe Mercator - Massenhoven. Même si cet axe est renforcé par des conducteurs à haute performance, il sera fortement chargé (mais pas surchargé) au niveau des flux nord-sud en 2035 en raison de la présence de Doel 4 et de TritonLink. Ce résultat confirme le renforcement de l'axe Mercator - Massenhoven avec des conducteurs à haute performance, déjà pris en compte dans cette analyse à l'horizon 2030, comme condition à la mise en service de TritonLink.



3.3.6. CONCLUSIONS

L'étude visant à identifier les besoins du réseau interne 380 kV en 2030 et 2035 conduit à des conclusions claires et importantes.

Tout d'abord, **les résultats confirment la nécessité des nouveaux corridors Ventilus et Boucle du Hainaut**. La réalisation en temps utile de ces deux corridors est une condition préalable au raccordement des 3,5 GW supplémentaires de production éolienne offshore prévus, qui seront amenés à terre via l'île Princesse Elisabeth. La capacité nominale des deux axes sera déjà fortement utilisée en 2030 et encore plus en 2035.

Deuxièmement, les résultats démontrent que **les renforcements prévus des axes Mercator - Massenhoven, Gramme - Van Eyck et Breugel - Courcelles avec des conducteurs à haute performance sont essentiels pour faciliter la transition énergétique à l'horizon 2030 et 2035**, compte tenu d'une intégration future plus poussée des énergies renouvelables, de l'augmentation des capacités d'interconnexion aux différentes frontières et de la poursuite de l'électrification de la demande énergétique industrielle et résidentielle.

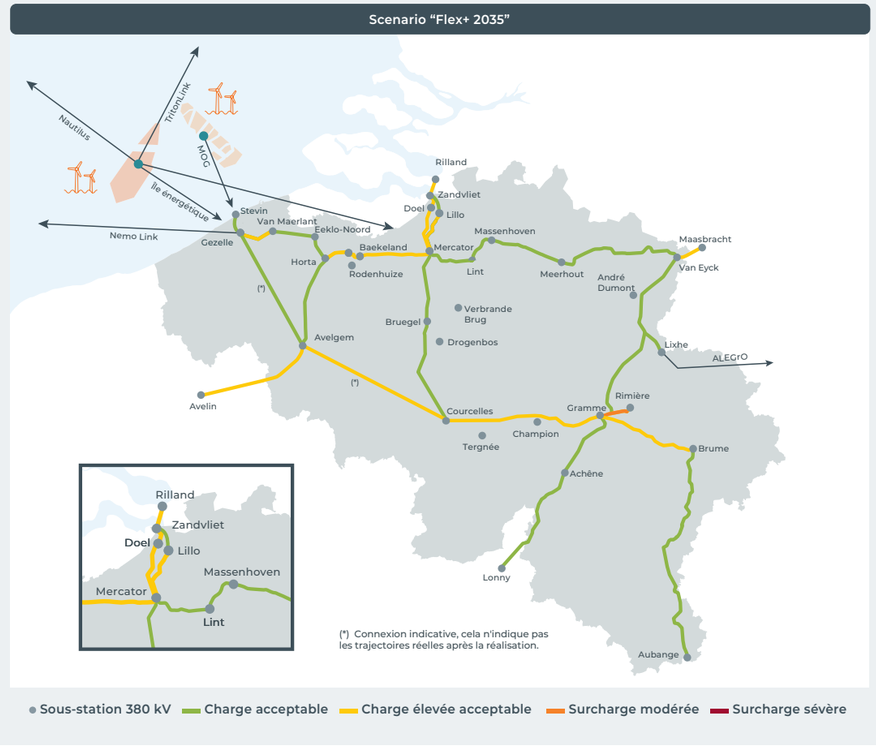
Troisièmement, il est confirmé que **les renforcements prévus du réseau interne 380 kV sont une condition nécessaire et suffisante pour réaliser tous les projets du système horizontal qui sont soumis à approbation dans le présent Plan de Développement fédéral**. Ceci est également illustré dans la figure 3.24. Il convient toutefois de noter que ces résultats ne sont valables que dans le cadre des hypothèses appliquées dans les diverses simulations de marché et de réseau qui ont été réalisées, en tenant compte de différents scénarios. Le calendrier prévu pour les renforcements déjà planifiés peut varier en fonction des développements ultérieurs, tels que des demandes supplémentaires de raccordement d'utilisateurs du réseau. En outre, ces développements peuvent également déclencher des besoins de renforcements supplémentaires du réseau avant 2035, par exemple un renforcement des axes Doel - Zandvliet, Doel - Mercator ou Brume - Gramme, ainsi qu'un renforcement plus rapide de l'axe Gramme - Courcelles.

Quatrièmement, il apparaît que la faisabilité d'une réalisation en temps voulu des **renforcements prévus des axes Mercator - Massenhoven, Gramme - Van Eyck et, dans une moindre mesure, Bruegel - Courcelles, a un impact potentiel sur le calendrier de mise en service des projets d'interconnexion. Par exemple, le renforcement de l'axe Mercator - Massenhoven a été identifié comme une condition nécessaire à la mise en service de TritonLink, tout comme le renforcement de l'axe Gramme - Van Eyck comme une condition nécessaire au renforcement de l'axe Lonny - Achêne - Gramme.**

Enfin, il a été démontré que la prolongation des centrales nucléaires Tihange 3 et Doel 4 a un impact sur les charges des axes Gramme - Van Eyck et Mercator - Massenhoven, respectivement. **La présence de Tihange 3 et de Doel 4 consolide et accélère donc la nécessité de renforcer ces axes**, et a éventuellement un impact sur le calendrier possible pour l'exécution des renforcements frontaliers.



FIGURE 3.24 : CHARGES ET SURCHARGES, EN SITUATION N-1, DANS LE RÉSEAU INTERNE 380 KV POUR L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE 2035, SANS ET AVEC CENTRALES NUCLÉAIRES

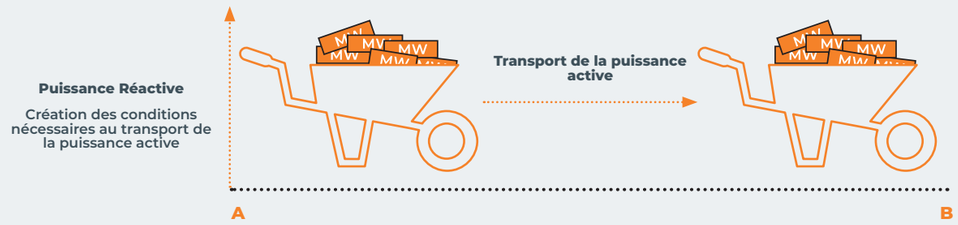


3.4 Moyens de gestion de la tension

3.4.1. QU'EST-CE QUE L'ÉQUILIBRE MVAR ET POURQUOI EST-IL SI IMPORTANT ?

Elia a pour mission de gérer les tensions sur le réseau de transport électrique belge et de veiller à ce que la tension se situe dans la plage définie par le Règlement technique fédéral. Les puissances actives et réactives jouent un rôle important à cet égard. La puissance active est généralement exprimée en mégawatts[14] (MW) et représente l'énergie électrique utile effectivement consommée par l'utilisateur final par seconde. La puissance réactive est exprimée en méga volts-ampères réactifs (MVAr) et correspond en fait à l'énergie électrique stockée dans le réseau de transport lui-même et qui est nécessaire pour transporter la puissance active. La Figure 3.25 illustre ces concepts en utilisant une analogie avec une brouette.

FIGURE 3.25 : LA DIFFÉRENCE ENTRE LA PUISSANCE ACTIVE ET LA PUISSANCE RÉACTIVE



La Figure 3.25 compare les puissances active et réactive d'un réseau électrique avec la poussée d'une brouette. Pousser la brouette vers l'avant est analogue au transport de la puissance « utile » ou active. Le soulèvement de la brouette peut être comparé à la puissance réactive. Le soulèvement est effectivement nécessaire pour transporter la charge utile. Si vous ne soulevez pas suffisamment la brouette, il est difficile de pousser la charge vers l'avant. En revanche, si vous soulevez la brouette trop haute, vous risquez de faire basculer la charge.

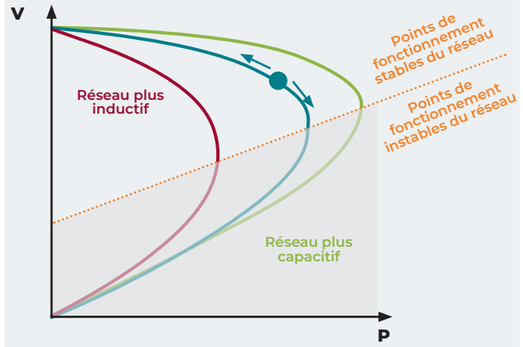
La production ou l'injection de puissance réactive dans le système est appelée « **puissance capacitive** », la diminution ou l'absorption de puissance réactive est appelée « **puissance inductive** ». L'équilibre entre les deux est appelé « équilibre de la puissance réactive ».

Un mauvais équilibre de la puissance réactive dans un réseau électrique, où il existe un déséquilibre entre la production et l'absorption de puissance réactive, peut conduire à un transport inefficace de la puissance active ou à un système instable où les tensions ne peuvent être maintenues dans les limites correctes.

La Figure 3.26 illustre, de manière simplifiée, les principes d'une gestion correcte de la tension sur le réseau de transport. Les différentes courbes, rouge, bleue et verte, montrent la relation entre la puissance active P à transporter et les tensions sur le réseau V pour un réseau électrique. Un réseau électrique avec beaucoup d'absorption de puissance réactive est indiqué par la courbe rouge comme « réseau plus inductif ». Pour un réseau avec plus de production de puissance réactive, et donc un réseau plus capacitif, les courbes se déplacent vers la droite.

14 Pour les installations résidentielles, on utilise généralement l'unité kilowatt.

FIGURE 3.26 : RELATION ENTRE LES TENSIONS SUR LE RÉSEAU (V) ET LA PUISSANCE ACTIVE (P) À TRANSPORTER



Les points de fonctionnement dans la zone au-dessous du pointillé orange ne sont pas acceptables, car ils mettent en danger la stabilité du système. Une baisse de l'énergie prélevée sur le réseau dans cette zone entraîne une baisse de tension. Cette baisse de tension entraîne alors une augmentation des courants dans le réseau de transport. Une augmentation des courants conduit à son tour à un réseau plus inductif et donc à une nouvelle baisse de tension. La baisse supplémentaire de la tension entraîne à nouveau une augmentation des courants. Ce « cercle vicieux » se poursuit jusqu'à l'effondrement complet de la tension. Ce phénomène est renforcé par le fait que des flux plus élevés augmentent le risque de surcharge des éléments du réseau. Les surcharges conduisent à la déconnexion d'éléments du réseau, ce qui peut entraîner une perte de puissance. Cette réduction de la puissance renforce le « cercle vicieux ».

Les points de fonctionnement dans la zone au-dessus du pointillé orange sont stables. Une réduction de la puissance entraîne en effet une augmentation de la tension et donc un réseau plus capacitif. L'augmentation de la tension engendre une diminution des courants, ce qui élimine également le risque de perdre des éléments du réseau en raison d'une surcharge. Elia doit donc veiller à tout moment à ce que le réseau de transport se trouve à un point de fonctionnement dans la dans la zone au-dessus du pointillé orange. À cette fin, Elia peut s'appuyer sur diverses mesures, telles que l'activation ou la désactivation de certains dispositifs (par exemple, des condensateurs ou des inductances) ou l'utilisation de services offerts par des utilisateurs du réseau capables d'adapter leur comportement réactif.

Un réseau plus capacitif permet un transport de puissance plus élevé. Plus le réseau de transport est chargé, plus le réseau doit être capacitif pour ne pas compromettre la stabilité du système.



3.4.2. LE CONTRÔLE DE LA TENSION DEVIENT DE PLUS EN PLUS DIFFICILE

En général, on peut distinguer deux types de situations, les moments de faible charge et les moments de forte charge sur (ou « flux à travers ») le réseau de transport. À faible charge, la puissance réactive produite par les éléments du réseau pousse la tension vers le haut. Les liaisons souterraines y contribuent le plus. Lorsque la charge est élevée, le comportement du réseau change et certains éléments du réseau (transformateurs, lignes aériennes) absorbent beaucoup de puissance réactive, ce qui entraîne une baisse de la tension.

Jusqu'à présent, Elia a toujours réussi - en utilisant ses propres batteries de condensateurs, ses propres inductances de compensation et les capacités de régulation de tension des utilisateurs du réseau - à garantir une gestion correcte de la tension. Toutefois, les évolutions ci-dessus signifient qu'à l'avenir, Elia devra disposer de beaucoup plus de moyens pouvant influencer l'équilibre de la puissance réactive.

La Figure 3.27 donne un exemple de l'équilibre de la puissance réactive sur le réseau de transport belge pendant un moment de faible charge et un moment de forte charge (hors régulateurs de tension). La puissance réactive est exprimée par l'unité MVAr (Méga-Volt-Ampère-réactif). L'équilibre pendant les moments de faible et de forte charge doit être compensé par des moyens de régulation de la tension.

FIGURE 3.27 : EXEMPLES ILLUSTRATIFS DE L'ÉQUILIBRE MVAR PENDANT UN MOMENT DE FAIBLE ET DE FORTE CHARGE

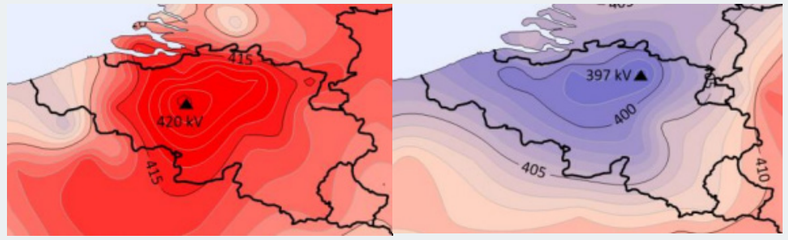
Charge Faible		Charge Elevée	
Injection de puissance réactive des câbles souterrains	+ 5000 Mvar	Absorption de puissance réactive des câbles souterrains	+ 3250 Mvar
Injection de puissance réactive dans les lignes aériennes		Absorption de puissance réactive dans les lignes aériennes	
Injection de puissance réactive du transformateur	- 1000 Mvar	Absorption de puissance réactive du transformateur	- 3050 Mvar
Injection de puissance réactive de la charges	+ 750 Mvar	Absorption de puissance réactive de la charges	- 2000 Mvar
Changement soudain de la puissance réactive après un incident	+ 400 Mvar	Changement soudain de la puissance réactive après un incident	- 1100 Mvar
	+ 5150 Mvar		**- 2900 Mvar**
Injection élevée de Mvar conduisant à des **tensions élevées**		**Absorption élevée** de Mvar conduisant à des **tensions basses**	

Comme déjà mentionné, il faut noter que la charge se comporte différemment en termes de puissance réactive à faible charge et à forte charge. En effet, les réseaux de distribution présentent le même comportement que le réseau de transport : à faible charge, les réseaux de distribution sont plus capacitifs et à forte charge, ils sont plus inductifs.

Une situation typique de faible charge est un jour de week-end en été, avec une forte production d'énergie renouvelable locale. Dans ce cas, il est nécessaire d'absorber de la puissance réactive.

Une situation de forte charge peut s'accompagner de grandes quantités d'énergie électrique importée. La capacité d'importation simultanée est définie comme la capacité maximale qui peut être importée instantanément de manière cumulative à travers toutes les frontières. Une telle situation correspond à une charge très élevée sur le réseau, nécessitant la production ou l'injection de puissance réactive pour soutenir la tension. Dans le précédent Plan de Développement fédéral, un plan par étapes a été élaboré pour augmenter progressivement la capacité d'importation simultanée.

FIGURE 3.28 : EXEMPLES RÉELS DU PROFIL DE TENSION SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT À DES MOMENTS DE FAIBLE CHARGE (À GAUCHE) ET DE FORTE CHARGE (À DROITE). LA SITUATION AVEC FAIBLE CHARGE DÉBOUCHE TYPIQUEMENT SUR DE HAUTES TENSIONS. DANS CE CAS, LA LIMITE DE 420 KV N'EST JUSTE PAS DÉPASSÉE, MÊME APRÈS L'ACTIVATION DE PRATIQUEMENT TOUTES LES MESURES DONT DISPOSE ELIA POUR RÉGULER LA TENSION. CELA ILLUSTRE CLAIREMENT LE BESOIN DE MOYENS DE COMPENSATION SUPPLÉMENTAIRES POUR L'ABSORPTION DE L'ÉNERGIE RÉACTIVE



Les phases 1 et 2 de cette feuille de route ont été clôturées. L'installation de respectivement 3 et 4 batteries de condensateur[15] - représentant ensemble une compensation de 580 MVar - a permis de porter la capacité d'importation simultanée à 7 500 MW en 2023.

La limitation de la capacité d'importation simultanée n'est plus autorisée par la réglementation « The Clean Energy Package » [EUC-20]. Sur la base des résultats des analyses de marché, Elia estime les niveaux d'importation simultanée attendus. Elia utilise la fréquence et l'ampleur des niveaux d'importation simultanée pour déterminer le besoin d'injection de puissance réactive. Notons que la somme de la capacité d'importation technique théorique de toutes les liaisons transfrontalières est supérieure à la capacité d'importation simultanée pour laquelle Elia investit. Étant donné que ces niveaux d'importation théoriques ne sont pas rencontrés dans les simulations de marché, Elia n'y investira pas.



15 Les batteries de condensateur injectent de la puissance réactive dans le réseau.

3.4.3. LES BESOINS FUTURS CONCRETS DES DISPOSITIFS DE RÉGULATION DE LA TENSION

Un paramètre important pour déterminer les besoins est la perte d'un élément de réseau, « N-1 ». Cela conduit en effet à un changement soudain de la puissance réactive à la fois à faible et à forte charge. L'effet est plus important à forte charge, car la puissance inductive d'un élément de réseau est proportionnelle au carré du courant. En effet, la perte d'un élément du réseau redistribue les courants vers les autres éléments du réseau, qui sont donc plus lourdement chargés et se comportent de manière plus inductive.

En tenant compte de ces éléments, Elia a examiné les besoins futurs en matière de dispositifs de régulation de la tension. Un premier horizon important est 2025, car le parc de production va changer de manière significative en raison de la fermeture de cinq unités de production nucléaire.

Quatre conclusions importantes découlent des études de réseau pour cet horizon :

1. Compte tenu de l'évolution prévue du réseau, qui deviendra de plus en plus capacitif dans les situations normales, la quantité prévue de batteries de condensateur ne limite pas les niveaux d'importation simultanée attendus en 2025.
2. En période de forte charge et de présence limitée d'unités de production synchrones sur le réseau, le réseau de transport atteint ses limites en termes de stabilité de tension dynamique. Les études de marché indiquent que ces moments se produisent très sporadiquement. Elia compte donc sur la possibilité de « must-runs »[16] dans ces situations.
3. En raison de la tendance à construire de plus en plus de liaisons en sous-sol, le besoin de compensation par inductances augmente. L'étude indique un besoin d'un volume de 965 MVar d'absorption ou de compensation inductive. Le volume est un optimum technico-économique pour maintenir les tensions en dessous des limites matérielles au coût le plus bas possible pour la société. Dans cet optimum, le coût des inductances en gestion propre est mis en balance avec le coût des services Mvar offerts par les clients d'Elia. Le volume de 965 Mvar sera réparti entre les sous-stations de Lint 150kV, Zwijndrecht 150 kV, Avernas 150kV, Mercator 380 kV, Bruegel 380 kV, Meerhout 380 kV et Champion 380 kV.
4. Pour mieux gérer la nature volatile de la tension, certaines des inductances de compensation sont équipées d'un régulateur. Un régulateur assure une régulation plus optimale de la tension et permet d'automatiser la gestion de la tension à l'avenir (§2.3.4 Projets innovants pour une utilisation plus optimale et plus sûre du réseau).

Après 2025, Elia s'attend à ce que la tendance à déplacer le réseau haute tension de plus en plus sous terre se poursuive aux niveaux de tension de 150kV et moins. La mesure dans laquelle ce sera fait, déterminera le besoin de inductances de compensation supplémentaires.

La poursuite de l'intégration des énergies renouvelables dans le système européen remplace les unités de production synchrones qui, par le passé, assuraient la stabilité de la tension du réseau. La disparition de ces unités de production synchrones entraînera un besoin de dispositifs assistés par tension dynamique (tels qu'un SVC[17], un STATCOM[18] ou un Compensateur Synchrone (§2.3.2 Compensateur synchrone). Les dispositifs assistés par tension dynamique réagissent rapidement - c'est-à-dire en quelques secondes - et automatiquement aux changements (soudains) de l'équilibre MVar. De cette manière, ils stabilisent la tension en cas d'incidents. Les dispositifs statiques tels que les batteries de condensateur et les inductances de compensation, en revanche, nécessitent une action manuelle de la part d'un opérateur et ne sont donc pas adaptés à la stabilisation de la tension juste après un incident.

En raison du potentiel limité de sources d'énergie renouvelables en Belgique, une capacité d'importation supplémentaire sera nécessaire pour rendre le système électrique belge (entièrement) écologique. Une augmentation de la capacité d'importation simultanée augmentera les besoins en dispositifs réactifs statiques et dynamiques.

C'est pourquoi Elia réalise systématiquement une étude de réseau tous les deux ans afin d'identifier les besoins supplémentaires en matière de régulation statique et dynamique de la tension. Les besoins, le calendrier et les solutions sont adaptés en fonction de l'évolution du parc de production, des possibilités d'exploitation, de l'évolution du marché de la puissance réactive, de l'évolution du comportement réactif de la charge ainsi que des exigences réglementaires.

16 Il s'agit de centrales qui n'ont pas été retenues par le marché mais qu'Elia exige de mettre en marche quand même.
17 Static Var Compensator.
18 Static Synchronous Compensator.

3.5 Besoins de stabilité dus à l'intégration de grandes quantités de ressources renouvelables

La majorité des sources d'énergie renouvelables, comme les liaisons HVDC, contiennent un convertisseur basé sur l'électronique de puissance (Power Electronics ou PE en anglais). L'utilisation de tels convertisseurs est à la base du succès des sources renouvelables, car ils permettent de convertir l'énergie produite par la source renouvelable en une forme - un courant alternatif de 50 Hz - adaptée à l'injection dans le réseau de transport ou de distribution.

Les sources d'énergie renouvelables volatiles, connectées au réseau par des convertisseurs, se comportent de manière fondamentalement différente par rapport aux sources d'énergie électrique classiques.

Le déploiement massif des énergies renouvelables garantit qu'un très grand nombre de ces convertisseurs seront connectés au réseau existant. En outre, la part de la production thermique classique d'électricité (centrales à gaz, centrales à charbon, centrales nucléaires, énergie hydraulique, etc.) ne cesse de diminuer. Cette évolution fait naître de nouveaux risques spécifiques pour la stabilité du réseau. La stabilité du réseau de transport est en effet traditionnellement assurée par la présence de centrales électriques conventionnelles. Ces centrales contribuent à la stabilité du système de trois manières :

1. La présence « d'**inertie** » dans le système électrique.
2. La génération d'une forme d'onde de tension très stable ou « **rigide** ».
3. La fourniture d'un courant très élevé en cas de court-circuit, ou **courant de court-circuit**, indispensable à la détection rapide des courts-circuits et à la mise hors tension sélective[19] des éléments du réseau sur lesquels se produit le défaut.

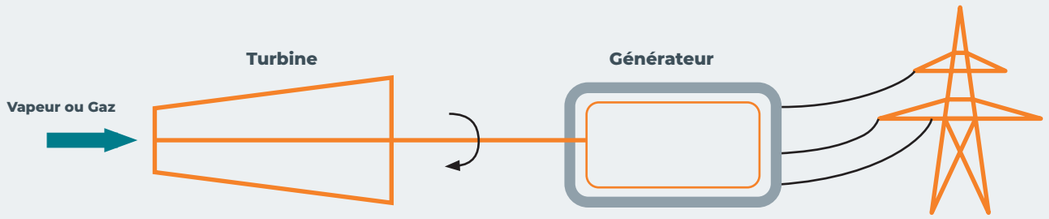


19 Sélectif signifie que l'élément de réseau avec le court-circuit est déconnecté et qu'aucun autre élément de réseau n'est déconnecté avec lui.

3.5.1. INERTIE

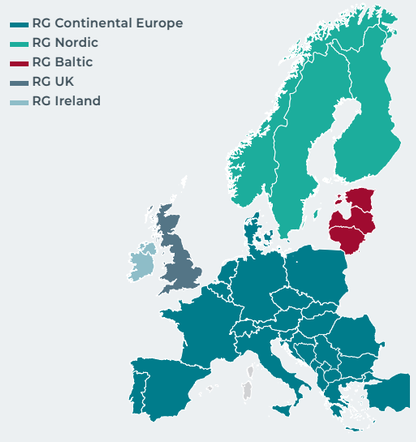
Dans une centrale classique, l'électricité est produite par des aimants (ou électro-aimants) en rotation dans un générateur dit synchrone. Le mouvement de rotation est généré par une turbine, elle-même entraînée par la vapeur ou par la combustion de gaz. La vitesse de cette rotation détermine la fréquence de la tension et du courant générés. Toutes ces centrales, reliées entre elles par le réseau de transport interconnecté, fonctionnent à la même vitesse électrique et de manière synchrone les unes par rapport aux autres. Une analogie souvent utilisée est celle des cyclistes sur un tandem, qui doivent pédaler de manière coordonnée.

FIGURE 3.29 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE D'UNE CENTRALE CLASSIQUE



Une telle partie du réseau de transmission, dans laquelle la gestion de la fréquence est coordonnée et où tous les générateurs « tournent » de manière synchrone les uns avec les autres, est appelée zone synchrone. La Figure 3.30.

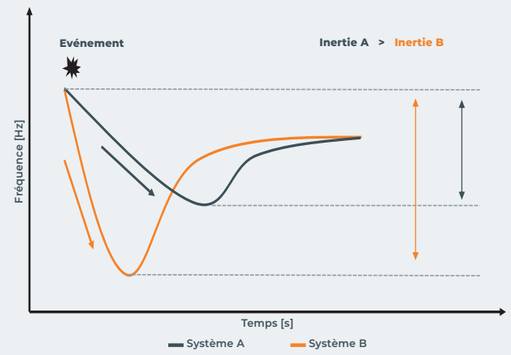
FIGURE 3.30 : APERÇU DES ZONES SYNCHRONES EUROPÉENNES [ENT-10] - DEPUIS LE 16 MARS 2022, L'UKRAINE ET LA MOLDAVIE FONT ÉGALEMENT PARTIE DE CETTE ZONE SYNCHRONE, APRÈS UNE SYNCHRONISATION D'URGENCE. CE N'EST PAS ENCORE REFLÉTÉ SUR LA CARTE



L'**inertie** dans le système électrique fait référence à la grande quantité d'énergie stockée dans la masse rotative conjointe - turbines et parties rotatives du générateur[20] - de toutes ces centrales électriques classiques dans une zone synchrone. Cette inertie agit comme un tampon contre les changements rapides de production ou de charge sur le réseau électrique. Si, par exemple, un incident se produisait sur le réseau et provoquait un déséquilibre entre l'électricité produite et l'électricité prélevée sur le réseau, la fréquence commencerait à dévier. Dans le cas de la perte soudaine d'une unité de production, la fréquence commencera à diminuer (Figure 3.31). Comme l'énergie générée n'est pas suffisante, l'énergie du tampon sera convertie en électricité et la partie rotative est ralentie, ce qui réduit également la fréquence. Inversement, la perte soudaine d'une charge importante entraînera une augmentation de la fréquence.

20 Les gros moteurs électriques contiennent également cette énergie.

FIGURE 3.31 : DÉVIATION DE FRÉQUENCE LORS D'UNE PERTE SOUDAINE D'UNITÉS DE PRODUCTION DANS DES SYSTÈMES AYANT UNE INERTIE DIFFÉRENTE



Plus l'énergie stockée dans le système - et donc l'inertie - est importante, plus cette diminution ou augmentation de la fréquence est lente. Le gestionnaire de réseau a ainsi la possibilité d'intervenir à temps pour augmenter la production d'électricité et/ou désactiver la charge afin que la fréquence reste dans les limites admissibles.

Pour revenir à l'analogie du tandem : plus il y a de cyclistes sur le tandem, moins l'impact sur la vitesse sera important si l'un d'eux arrête soudainement de pédaler.

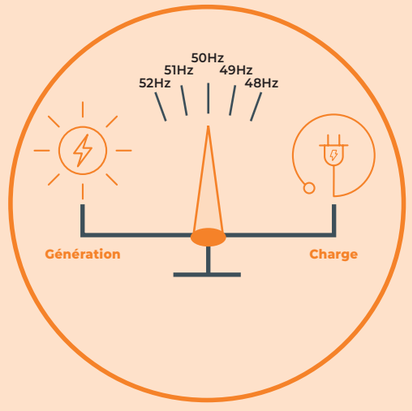
Les sources renouvelables, connectées au réseau via les convertisseurs, ne sont pas encore en mesure de fournir une telle inertie au réseau à grande échelle[21]. Par conséquent, avec l'augmentation de ces sources et la diminution des sources conventionnelles, l'inertie totale présente dans le réseau diminuera également. Concrètement, cela signifie que les incidents soudains sur le réseau entraîneront des changements de fréquence du réseau beaucoup plus importants et rapides que par le passé. Un changement de fréquence trop brutal peut entraîner un effet boule de neige et provoquer un effondrement total du réseau de transport. Il est donc très important de surveiller l'évolution de cette inertie et de prendre des mesures en temps utile.

Pourquoi la fréquence du système électrique doit-elle être constamment maintenue à 50 Hz ?

Au début du développement des réseaux électriques, différentes fréquences ont été utilisées dans les réseaux à courant alternatif. L'Europe a convergé vers une fréquence de 50 Hz au cours du 20e siècle. Les États-Unis utilisent 60 Hz.

Dans un système synchrone, cette fréquence est maintenue à 50 Hz, seuls de très faibles écarts étant autorisés. Cela signifie qu'au sein d'un tel réseau synchrone, il doit y avoir à tout moment un équilibre entre l'énergie produite et l'énergie prélevée, l'inertie du système, comme expliqué ci-dessus, servant de tampon contre les changements rapides de fréquence.

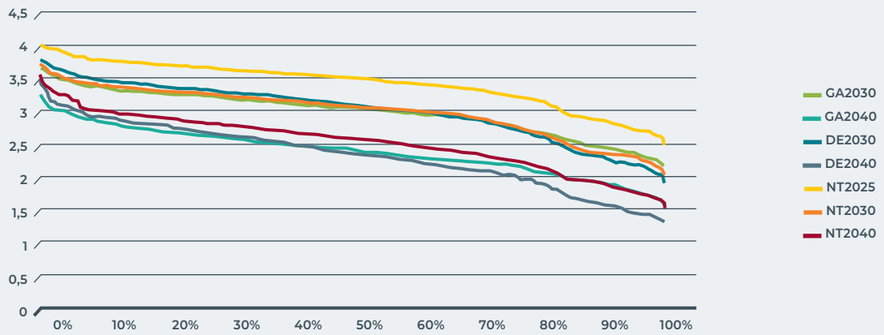
Il est très important que cette fréquence soit maintenue aussi constante que possible, car de nombreux appareils sont spécifiquement conçus pour cette fréquence. Un écart excessif ou trop soudain par rapport à cette fréquence peut entraîner des dommages ou un arrêt de ces dispositifs et une augmentation des pertes et de l'usure mécanique des transformateurs et des générateurs.



21 À petite échelle, il est déjà possible de simuler ce comportement inertiel au moyen de systèmes de contrôle spécifiques. Cependant, à grande échelle, dans le contexte des réseaux de transport, cela n'est pas encore disponible.

L'analyse de l'évolution de l'inertie du réseau doit se faire au niveau de l'ensemble de la zone synchrone. ENTSO-E[22] réalise des études spécifiques [ENT-11][23] dans le cadre du processus TYNDP[24] bisannuel pour cartographier l'évolution de l'inertie du système. La Figure 3.31 illustre l'évolution de l'inertie dans la zone synchrone de l'Europe continentale pour les différents scénarios du TYNDP2020 et pour différents horizons. Ces courbes monotones indiquent le pourcentage d'heures d'une année complète pendant lesquelles l'inertie intrinsèque de tous les générateurs du système CE est supérieure à une certaine valeur. Par exemple, pour le scénario NT 2025 (courbe jaune), l'inertie du système est supérieure à 3,5 secondes pendant plus de 50 % de l'année. On observe une évolution claire vers des valeurs inférieures de l'inertie totale pour les différents scénarios et pour les différents horizons.

FIGURE 3.32 : COURBE MONOTONE DE L'INERTIE H EN SECONDES, DANS LA ZONE SYNCHRONE DE L'EUROPE CONTINENTALE POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS DU TYNDP [TYDNP 2020 - HTTPS://TYNDP.ENTSOE.EU/]. GA = GLOBAL AMBITION (AMBITION GLOBALE) ; DE = DISTRIBUTED ENERGY (ÉNERGIE DISTRIBUÉE) ; NT = NATIONAL TRENDS (TENDANCES NATIONALES)



Bien qu'une nette tendance à la baisse puisse être observée dans la zone CE, aucune déviation majeure de fréquence ne se produira à court terme pour cette zone, sauf pour des incidents spécifiques et très exceptionnels tels qu'un split du système synchrone. Conformément aux « System Operations and Guidelines » européennes, une telle scission du système ne peut être acceptée sans incidence sur les utilisateurs du réseau, mais elle est traitée par l'élaboration de plans de protection et de reconstruction.

Aucune solution définitive n'a encore été élaborée pour traiter les problèmes susmentionnés à plus long terme. Il existe plusieurs options, comme :

- La révision et l'amélioration des plans d'urgence existants ;
- L'augmentation de l'inertie dans le système ;
- La révision de la commande des convertisseurs ;
- Le développement d'un nouveau produit de marché qui permet une réponse rapide du côté de la charge ;
- L'adaptation des appareils du réseau ;
- …

Toutefois, cela nécessite des recherches supplémentaires au niveau européen avant de pouvoir choisir une direction définitive. Par conséquent, aucun besoin spécifique n'a encore été identifié dans ce cadre pour ce plan de développement.

22 European Network of Transmission System Operators.
23 TYNDP 2020 Insight Report Inertia.
24 Ten Year Network Development Plan.

3.5.2. FORME D'ONDE DE TENSION RIGIDE

Les générateurs synchrones peuvent générer leur propre tension stable à une certaine fréquence et amplitude. Ils peuvent « maintenir » la tension, dans certaines limites, indépendamment du couplage ou du découplage des composants du réseau. On peut donc dire que les générateurs synchrones ont une capacité de « formation de réseau[25] ». En effet, ils peuvent démarrer un réseau, le stabiliser, fournir une tension stable et se synchroniser de manière autonome avec d'autres unités.

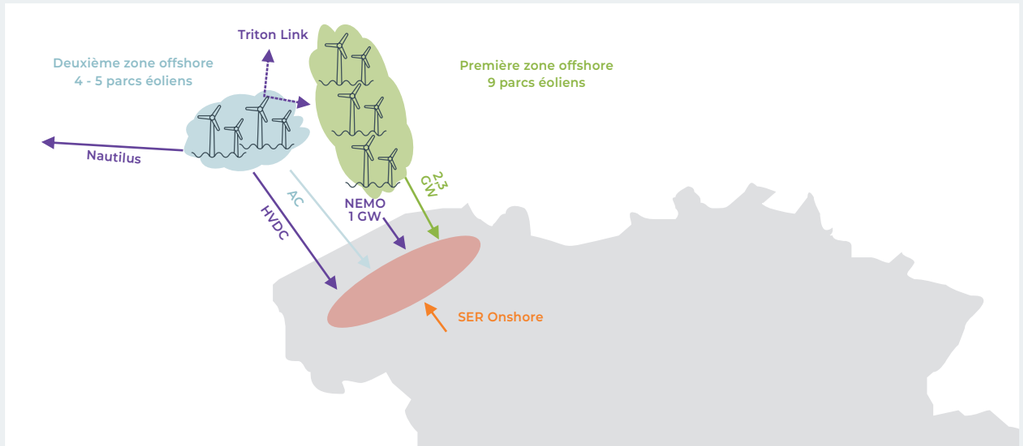
La grande majorité des appareils connectés au réseau par un convertisseur n'ont pas cette capacité et sont donc désignés comme « suivant le réseau[26] ». Ils utilisent la référence de tension et de fréquence, telle que définie par celle fournie par les générateurs synchrones, pour ajuster leur injection de courant dans le réseau.

Étant donné la quantité décroissante de générateurs synchrones classiques, la qualité de cette « tension de référence » diminue. Par conséquent, la forme d'onde de tension utilisée comme référence par le convertisseur peut être perturbée par les variations dans le prélèvement du réseau, mais aussi par l'injection de courant par le convertisseur lui-même. La tension du réseau n'est pas assez « forte », pour ainsi dire. Ces perturbations ou interactions peuvent être exacerbées par la présence de plusieurs convertisseurs « grid following ». Lorsqu'un convertisseur est configuré pour une situation spécifique à un certain endroit du réseau, ses performances seront réduites si un autre convertisseur est placé à proximité. Il n'est pas exclu que les paramètres électriques ne soient plus dans les limites correctes. L'impact de ces interactions peut même être si grave que les protections de certaines installations sont sollicitées et finalement déconnectées du réseau.

Dans le cadre de la détection des besoins, Elia analyse si de tels phénomènes se produisent sur le réseau belge et, le cas échéant, comment les atténuer.

Comme déjà expliqué dans le plan de développement fédéral 2020-2030, la réalisation de Ventilus et de la Boucle du Hainaut crée une capacité d'accueil de 7 GW. Cette capacité d'accueil sera presque entièrement remplie par des équipements utilisant de tels convertisseurs : éoliennes et liaisons HVDC. La situation belge est assez unique au monde, étant donné le très grand nombre de convertisseurs dans une zone très réduite, la présence de convertisseurs de différents fabricants et l'absence de grandes unités synchrones à proximité. En outre, il existe également une différence relativement importante dans le temps entre l'installation du premier parc éolien en 2009 et la mise en place des dernières installations d'ici 2030, ce qui signifie également que différentes générations de convertisseurs sont placées. La Figure 3.33 illustre cette situation de manière schématique.

FIGURE 3.33 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DES CONVERTISSEURS DANS LA RÉGION CÔTIÈRE BELGE

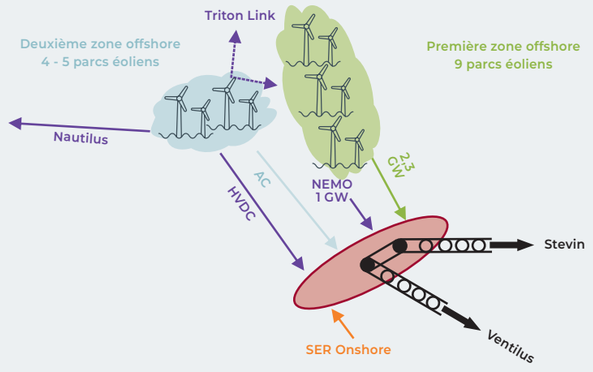


25 Le terme anglais Grid-Forming est généralement utilisé.
26 Grid-Following.

L'analyse de ces phénomènes se fait à l'aide de logiciels et d'études EMT[27] spécialisés qui peuvent simuler avec précision le comportement du système électrique jusque dans la gamme des kilohertz[28]. La réaction du système à différents événements[29] et dans différents états de fonctionnement[30] est vérifiée par le calcul et l'analyse de différents paramètres électriques.

Les simulations effectuées pour cette situation spécifique ont démontré que la réaction du système à la perte d'une des quatre lignes disponibles (voir Figure 3.34) est stable. La réaction à la perte de deux lignes, l'une à Ventilus et l'autre à Stevin, est également stable.

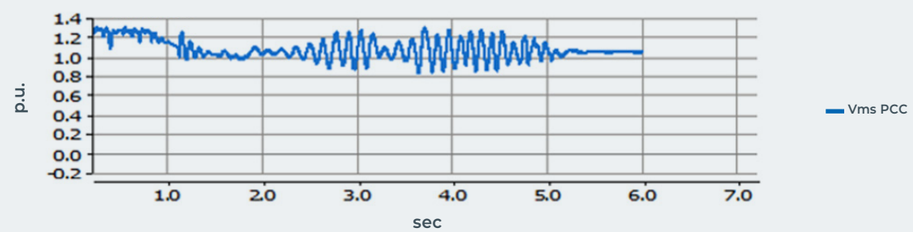
FIGURE 3.34 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DE L'AXE STEVIN ET VENTILUS APRÈS LA RÉALISATION DE MOG 2 ET NAUTILUS



Seul le cas où les deux lignes d'une des deux liaisons sont indisponibles donne lieu à une interaction entre les convertisseurs et conduit à un comportement instable de la tension et du courant.

La Figure 3.35 présente le comportement de la tension dans une situation spécifique où les deux lignes de la liaison de Stevin sont hors service. Une tension stable se traduirait par une ligne horizontale droite. Dans cette situation, cependant, il n'y a pas de forme d'onde de tension stable, mais des oscillations se produisent avec une fréquence comprise entre 3 et 8 Hz.

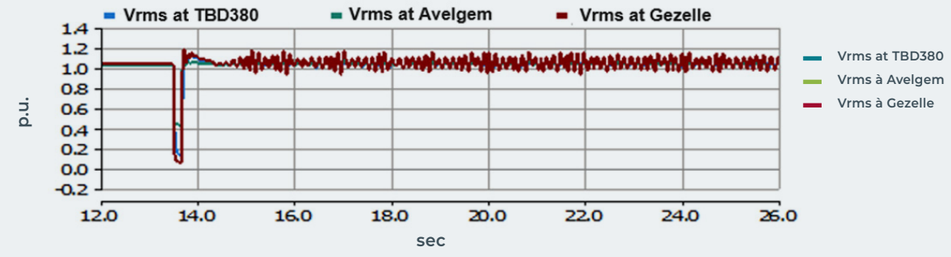
FIGURE 3.35: OSCILLATIONS DE LA TENSION PAR UNITÉ (1,0 PAR UNITÉ CORRESPOND À 380 KV) AVEC DES OSCILLATIONS CLAIRES DUES À L'INSTABILITÉ DU CONVERTISSEUR



27 Electromagnetic Transients.
28 Fréquence de commutation des convertisseurs d'IBR.
29 Actions de commutation, courts-circuits, etc.
30 Maintenance, situations de grand vent, situations de grande exportation, etc.

La Figure 3.36 illustre le comportement de la tension dans une situation différente, après la perte soudaine des deux lignes dans le corridor Stevin en raison d'un court-circuit survenant simultanément sur les deux lignes. Ici aussi, une situation instable se présente clairement.

FIGURE 3.36 : OSCILLATIONS DE TENSION PAR UNITÉ (1,0 PAR UNITÉ CORRESPOND À 380 KV) DANS LA RÉGION CÔTIÈRE APRÈS LA PERTE SOUDAINE DES DEUX LIGNES DANS LE CORRIDOR STEVIN. ENTRE LES SECONDES 13 ET 14, UN COURT-CIRCUIT SE PRODUIT SUR LES DEUX LIGNES DU CORRIDOR STEVIN, QUI EST RAPIDEMENT ÉLIMINÉ PAR LES PROTECTIONS



Ce qui est spécifique à ce cas, c'est que le comportement instable se produit dans certaines configurations de réseau sans qu'un incident doive survenir et qu'il ne dépend pas des puissances transportées, mais bien du nombre de convertisseurs installés. Si l'un des deux corridors Stevin/Ventilus est hors service, la tension de référence n'est plus assez forte et l'influence mutuelle de tous les convertisseurs présents est trop importante, ce qui rend la tension très erratique.

Un tel comportement de la tension peut finalement conduire à un arrêt automatique des unités de production renouvelables ou causer des dommages à de nombreuses installations. Dans le pire des cas, un effet de cascade se produit lorsqu'un grand nombre de convertisseurs se déconnectent soudainement du réseau. Une telle situation est, bien entendu, inacceptable et doit être atténuée.

Pour pallier cette situation, plusieurs pistes ont été explorées :

- La solution la plus simple consiste à limiter le nombre de convertisseurs installés. Toutefois, compte tenu des ambitions énergétiques de la Belgique, cette option n'est pas réaliste.
- Une deuxième solution possible consiste à utiliser un **schéma de contrôle formateur de réseau** pour tous les convertisseurs présents. Cependant, ces concepts sont encore en phase d'étude et ne sont pas encore suffisamment fiables pour être appliqués à grande échelle comme dans la région côtière belge. Ces concepts doivent d'abord être testés dans des projets à plus petite échelle.
- Troisièmement, il est possible d'installer des dispositifs FACTS[31], comme un STATCOM [ENT-12][32]. Il s'agit d'une catégorie d'appareils qui, comme les convertisseurs des sources d'énergie renouvelables, est constituée de composants électroniques de puissance. Ce sont des dispositifs flexibles qui peuvent offrir diverses fonctionnalités, comme l'augmentation de la capacité de transport, le renforcement de la stabilité du réseau et le soutien rapide de la tension. Toutefois, cette solution n'a pas été jugée viable, car elle concerne principalement un appareil qui utilise également des convertisseurs, qui sont précisément à l'origine du problème. Ces dispositifs doivent également être adaptés à des situations prédéfinies très spécifiques. Cependant, les analyses effectuées ont démontré que ces instabilités se produisent dans un grand nombre de situations différentes et que leurs caractéristiques - en particulier leur fréquence - diffèrent également dans chaque situation. Un comportement fiable et stable de ces appareils dans toutes les situations possibles ne peut être garanti.
- Un renforcement de la forme d'onde de tension, possible en renforçant le réseau, comme des liaisons supplémentaires, par exemple. Il ne s'agit toutefois pas d'une solution raisonnable à ce problème. Cependant, l'installation de compensateurs synchrones (§2.3 La technologie dans la transition énergétique), a également un effet de renforcement sur la tension. Ces dispositifs doivent sont également très robustes et ne doivent pas être adaptés à une situation très spécifique. Les simulations effectuées ont démontré que l'installation de compensateurs synchrones, avec ou sans forte inertie[33], est un moyen très efficace d'atténuer cette instabilité.

31 Flexible Alternating Current Transmission Systems.
32 Static Synchronous Compensator.
33 L'inertie peut être augmentée en ajoutant des volants d'inertie.

Le compensateur synchrone fournit effectivement un tampon similaire à celui des générateurs, comme décrit précédemment, et amortit en quelque sorte les oscillations.

La Figure 3.37 et la Figure 3.38 illustrent l'effet du placement des compensateurs synchrones dans les situations décrites précédemment. L'effet stabilisateur est très clair.

FIGURE 3.37 : COMPORTEMENT DE LA TENSION DANS LA SITUATION DE LA FIGURE 34 AVEC L'INSTALLATION DE COMPENSATEURS SYNCHRONES. APRÈS QUELQUES PHÉNOMÈNES TRANSITOIRES, LA TENSION SE STABILISE

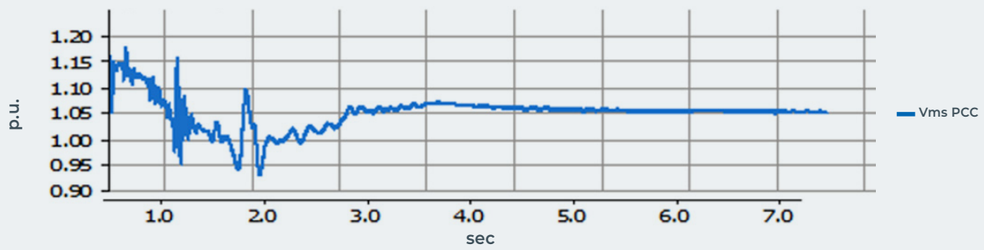
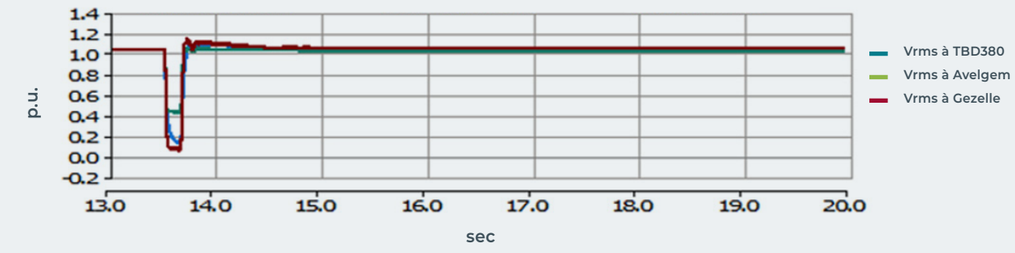


FIGURE 3.38 : COMPORTEMENT DE LA TENSION DANS LA SITUATION DE LA FIGURE 35 AVEC L'INSTALLATION DE COMPENSATEURS SYNCHRONES. APRÈS LA MISE HORS TENSION D'UN CORRIDOR, LA TENSION SE STABILISE TRÈS RAPIDEMENT



L'analyse démontre que la seule solution qui offre une flexibilité et une robustesse suffisantes pour atténuer les risques liés à la situation très spécifique de la région côtière à l'horizon temporel prévu est l'installation de compensateurs synchrones. En outre, ces dispositifs offrent également de nombreux autres avantages, tels que la gestion de la tension ou l'augmentation du courant de court-circuit.

Le besoin de compensateurs synchrones pour le réseau belge n'est pas un cas unique. Dans certains autres pays, généralement caractérisés par une forte intégration (locale) des énergies renouvelables et un réseau de transport plus isolé, ce besoin s'est déjà fait sentir plus tôt. Quelques exemples concrets :

- **Danemark** - 2015
  Placement de trois compensateurs synchrones dans les postes de Bjaerskov (250 MVar), Fraugde et Herslev (+150 / -75 MVar)
- **Écosse** - 2017
  Compensateur synchrone avec un système de contrôle coordonné innovant combiné à un STATCOM.
- **Allemagne** - 2018
  Placement d'un compensateur synchrone (+340/-170 MVar) à Oberottmarshausen, en Bavière.
- **Italie** - annoncé en 2020
  Placement de deux compensateurs synchrones (+250/-125 MVar et 1750 MWs d'inertie) avec volant d'inertie dans la sous-station de Brindisi dans le sud de l'Italie.

De plus amples informations concernant ces exemples sont disponibles dans la technopédie d'ENTSO-E [ENT-13].

Étant donné que l'utilisation de « convertisseurs formateurs de réseau » deviendra indispensable à long terme, cette question fait l'objet de recherches intensives, tant dans le milieu universitaire que parmi les développeurs d'énergies renouvelables et même les gestionnaires de réseaux de transport. Pour ces derniers, il est important que la confiance dans le comportement des convertisseurs formateurs de réseau puisse évoluer progressivement grâce à des projets de démonstration à une échelle limitée, où les conséquences d'un fonctionnement incorrect sont bien maîtrisables. Avant de procéder à un déploiement massif, il est également important de définir de manière harmonisée les exigences du système et les indicateurs de performance au niveau européen.

Dans ce contexte, Elia a déjà été activement impliquée dans des projets de recherche tels que le projet Best-Paths [BSP-1] et s'est fortement engagée à poursuivre dans cette voie à l'avenir, tant au niveau international par le biais du RDIC (Research, Development & Innovation Committee) au sein d'ENTSO-E que par des partenariats internationaux spécifiques. Pour ces recherches, Elia coopère également avec des institutions académiques telles que la KULeuven, l'ULiege, l'ENaM. Elia travaille également sur un projet de démonstration visant à étudier la faisabilité d'un système composé uniquement de sources électroniques de puissance.

3.5.3. COURANT DE COURT-CIRCUIT SUFFISAMMENT ÉLEVÉ

La protection d'un réseau de courant alternatif classique est basée sur l'apparition d'un courant de court-circuit suffisamment élevé en cas de court-circuit. En effet, un courant de court-circuit élevé permet de détecter rapidement un court-circuit, mais aussi d'identifier rapidement l'élément du réseau avec le court-circuit. De cette façon, une déconnexion sélective peut avoir lieu. Cela signifie que seul l'élément du réseau sur lequel le court-circuit se produit est déconnecté du réseau. L'intensité du courant en cas de court-circuit est environ 10 fois plus importante en ordre de grandeur que l'intensité maximale du courant en situation normale.

Ces courants de court-circuit élevés sont fournis par l'énergie stockée dans les tampons des générateurs synchrones. Ces dispositifs essaient de maintenir la tension constante, mais étant donné la très faible résistance, en cas de court-circuit, un courant très élevé circulera. Bien entendu, ce courant de court-circuit ne doit pas non plus être trop élevé, mais doit rester dans les limites des matériels.

Les convertisseurs n'ont pas la même capacité à fournir un courant plus élevé en cas de court-circuit. En effet, la possibilité de surcharger les convertisseurs étant très limitée, le courant fourni par ces derniers est également limité par le système de régulation afin d'éviter d'endommager les composants électroniques de puissance.

Compte tenu de la position centrale au sein du réseau européen et du grand nombre d'interconnexions sur le réseau de courant alternatif, cette tendance à la diminution du courant de court-circuit ne se manifeste pas encore de manière uniforme au niveau belge. Sur le réseau belge, une augmentation du courant de court-circuit peut être observée dans certaines régions, à l'horizon du plan de développement actuel. C'est le résultat d'un maillage européen croissant grâce à la forte expansion des interconnexions entre les différents pays européens et à la poursuite du développement du backbone interne, car cela réduit la résistance globale du réseau. Par exemple, certains postes du réseau 380 kV - Doel, Zandvliet et Van Eyck - doivent être renforcés pour résister à des courants de court-circuit plus élevés.

Toutefois, à plus long terme (2040-2050), la pénétration des sources renouvelables et des convertisseurs correspondants augmentera à tel point qu'il pourra y avoir des moments où le courant de court-circuit sera très faible.

Une première option pour résoudre ce problème consiste à dimensionner les convertisseurs pour un courant plus élevé. Comme cela signifie en principe que le convertisseur doit être conçu pour un courant nominal beaucoup plus élevé, cela entraîne des coûts élevés.

Une deuxième option consiste à réviser les concepts de protection classiques via l'utilisation standard de protections différentielles à tous les niveaux de tension. Un inconvénient est que ce type de protections nécessite une connexion de télécommunications, qui n'est pas disponible partout, en particulier pour les niveaux de basse tension. Toutefois, compte tenu de l'énorme quantité de protections et de moyens de télécommunication nécessaires à cet effet, il s'agit d'un travail de longue haleine. Les deux options ci-dessus ne s'excluent pas mutuellement et peuvent être parfaitement complémentaires.

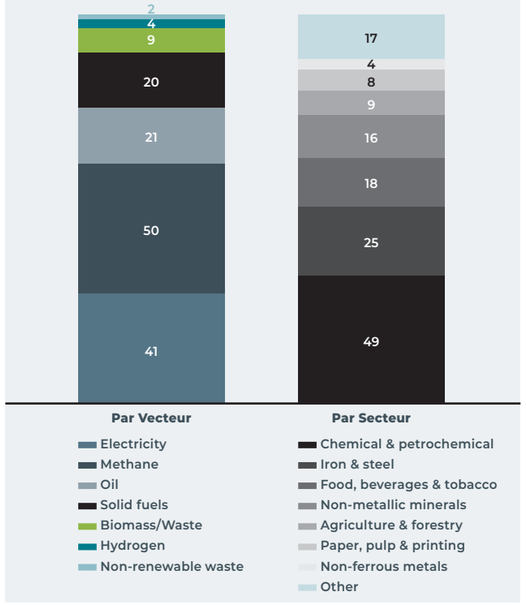
Troisièmement, en installant des compensateurs synchrones, il est également possible d'augmenter le courant de court-circuit. Grâce à leur « tampon d'énergie » interne, ces dispositifs, comme les générateurs synchrones, peuvent fournir un courant de court-circuit important pendant un certain temps.

Dans la région côtière belge, étant donné sa situation éloignée par rapport au reste du réseau, il existe un risque local de courant de court-circuit insuffisant dans certaines situations opérationnelles. Ce risque est également atténué par l'installation des compensateurs synchrones pour la référence de tension (voir le paragraphe précédent). Aucune autre action n'est requise ici.

3.6 Exploration du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique

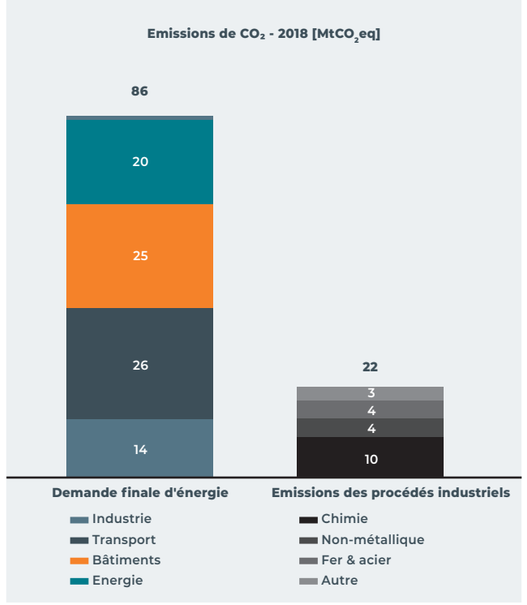
L'électrification de l'industrie signifie que le vecteur énergétique dans certains (sous-)processus industriels est remplacé par l'électricité. Les pompes à chaleur, les chaudières à vapeur électriques ou les moteurs électriques en sont des exemples.

FIGURE 3.39 : DEMANDE D'ÉNERGIE FINALE POUR LE SECTEUR INDUSTRIEL EN BELGIQUE EN 2018



Comme la Belgique possède une industrie dont l'intensité énergétique est généralement élevée, l'augmentation potentielle de la consommation d'électricité pourrait être importante, ce qui aurait un impact significatif sur le système électrique.

FIGURE 3.40 : ÉMISSIONS DE CO_2 EN 2018 DUES À DIVERS FACTEURS LES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES TOTALES EN 2018 ÉTAIENT DE 14 + 22 = 36 $MTCO_2$ ÉQUIVALENTS. DANS LE CONTEXTE DE CETTE ÉTUDE SUR L'ÉLECTRIFICATION, LES 14 $MTCO_2EQ$ LIÉES À LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUE SONT PARTICULIÈREMENT PERTINENTES



Cependant, étant donné la diversité des différents secteurs, des processus industriels et des technologies alternatives en cours de développement, il existe actuellement encore beaucoup d'incertitudes quant au parcours d'électrification de l'industrie belge.

Malgré ces incertitudes, il est important d'étudier l'impact potentiel sur le réseau de transport en temps utile. Les modifications du réseau de transport ont en effet généralement un délai d'exécution beaucoup plus long que la modification des processus et infrastructures industriels. Dans ce contexte, outre l'augmentation de l'utilisation finale en termes absolus, la localisation géographique - quelle augmentation se manifestera où - est d'une grande importance pour estimer l'impact sur le réseau.

Dans ce cadre, Elia a réalisé une **étude prospective** pour cartographier le potentiel d'électrification de l'industrie belge raccordée au réseau de transport et sa répartition géographique à l'horizon 2050. L'étude porte sur les évolutions possibles de tous les clients industriels existants. Les nouveaux clients à raccorder n'ont pas été pris en compte dans ce contexte, car ils ont la possibilité de choisir un emplacement plus approprié, ce qui nécessite un autre type d'étude. Le résultat de cet exercice conduit initialement à un certain nombre d'enseignements importants et de besoins stratégiques en matière de développement du réseau. Deuxièmement, l'étude indique aussi clairement les priorités pour des recherches plus approfondies.

3.6.1. SCÉNARIOS ET SENSIBILITÉS

Le point de départ de l'étude est constitué des trois scénarios qui ont été élaborés pour le plan de développement à l'horizon 2050. Pour chacun de ces scénarios, différentes hypothèses ont été formulées concernant l'électrification et l'efficacité énergétique. Dans le Tableau 1 du point 2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport, les principales hypothèses concernant l'électrification de l'industrie, pour les trois scénarios descendants du Plan de Développement fédéral à l'horizon 2050, sont présentées.

Dans ce tableau, l'industrie est représentée comme une catégorie. Toutefois, cette catégorie se compose d'une dizaine de secteurs [EUC-21][34] (sidérurgie, chimie et pétrochimie, alimentation - boissons - tabac, etc.), chaque secteur couvrant un groupe différent d'activités industrielles. Pour les scénarios ci-dessus, une estimation chiffrée de ces hypothèses a donc été réalisée pour chaque secteur (§2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport).

Comme l'indique le tableau ci-dessus, les scénarios élaborés pour le plan de développement supposent un certain pourcentage d'électrification dans l'industrie. En particulier dans le cas de la production de chaleur à haute température, d'autres alternatives sont supposées, également avec de faibles émissions de gaz à effet de serre. Toutefois, d'un point de vue technique, il est possible d'électrifier également ces applications. Selon [ERL-1], en tenant compte des technologies en cours de développement, il est possible d'électrifier jusqu'à 99 % des processus industriels. La mesure dans laquelle l'électrification directe sera finalement appliquée dans ces processus dépend de la rentabilité de ces applications, par rapport aux alternatives qui présentent également de faibles émissions de gaz à effet de serre.

Dans le cadre de cette étude exploratoire, il a été décidé, en faisant abstraction de l'aspect des coûts, d'analyser d'abord l'impact possible d'une électrification poussée de l'industrie belge. Cette approche permet de définir les lignes stratégiques pour les développements du réseau et les études ultérieures, et de lancer les investissements éventuels si nécessaire en fonction de la vitesse d'électrification de l'industrie.

À cette fin, deux sensibilités supplémentaires ont été développées sur la base du scénario de la consommation électrique la plus élevée (« E-prosumers »), dans lequel l'électrification est poussée plus loin. Le Tableau 3.2 résume les principales hypothèses utilisées pour l'élaboration de ces sensibilités.

TABLEAU 3.2 : APERÇU DES PRINCIPALES HYPOTHÈSES D'ÉLECTRIFICATION POUR LES SENSIBILITÉS SUPPLÉMENTAIRES SUR LE SCÉNARIO E-PROSUMERS

SCÉNARIO	INDUSTRIE
E - Industrie	· La première sensibilité, « l'E-industrie », se caractérise par une forte activité industrielle qui met moins l'accent sur l'efficacité et la circularité. · Dans le même temps, on suppose une électrification encore plus poussée, dans laquelle toutes les applications à basse (<100°C) et moyenne-haute température (100-500°C) seront entièrement électrifiées au moyen de technologies déjà matures (mais pas toujours déjà déployées). Une proportion importante de procédés à haute température est électrifiée (>500°C) à l'aide de technologies matures qui ne sont toutefois pas encore déployées à grande échelle. · De cette manière, une électrification de 75 % est atteinte.
E - Industrie++	· La deuxième sensibilité pourrait être considérée comme un test de stress extrême où l'on obtient d'abord une augmentation de la demande totale d'énergie finale en raison d'une forte activité industrielle et d'une moindre importance accordée à l'efficacité. · Deuxièmement, on suppose que toute la chaleur industrielle possible est électrifiée. Cela signifie qu'il faut utiliser des technologies matures, intersectorielles et donc applicables à grande échelle, ainsi que des technologies qui ne sont actuellement qu'en phase pilote ou qui sont spécifiques à certains secteurs. · De cette manière, une électrification maximale théorique de 98 % est atteinte[35].

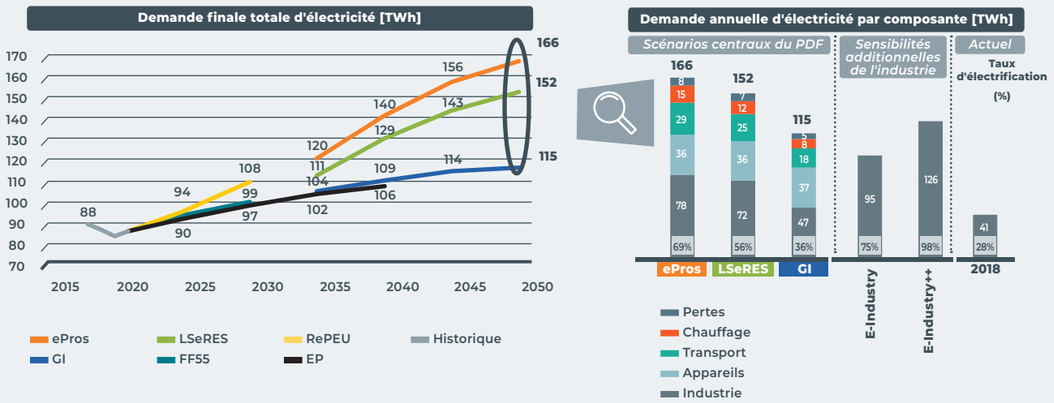
34 Page 32

35 CO_2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat), Maddedu et al. (2020)

Ces sensibilités ont été élaborées à l'horizon 2050, après quoi une interpolation a été effectuée pour déterminer les valeurs concrètes de la consommation électrique de l'industrie pour les années intermédiaires.

La Figure 3.41 présente une comparaison du résultat de cet exercice, montrant la consommation d'électricité dans l'industrie selon les différents scénarios et sensibilités.

FIGURE 3.41 : CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN ÉNERGIE [TWH] DE L'INDUSTRIE SELON DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ET SENSIBILITÉS



Les observations suivantes découlent de la figure ci-dessus :

- La part de la consommation électrique industrielle augmente dans tous les scénarios par rapport à la consommation actuelle et représente toujours une part importante de la consommation électrique totale ;
- Dans le scénario « Global Import », cette augmentation de la consommation d'électricité est limitée à 14 % d'ici 2050 ;
- Cependant, dans les autres scénarios du plan de développement (« E-prosumers » et « Large scale e-RES »), l'augmentation est très importante, avec une hausse de 75 % à 90 % de la consommation d'électricité par l'industrie. Une augmentation significative pourrait également déjà se manifester à l'horizon 2035 !
- Le potentiel technique d'électrification de l'industrie peut, sous réserve des hypothèses susmentionnées, représenter deux ou trois fois la consommation actuelle de l'industrie !
- Plus le degré d'électrification déjà atteint est élevé, plus il faut d'énergie (électrique) pour réaliser une électrification supplémentaire. Les procédés qui seront électrifiés en premier sont aussi ceux qui présentent le meilleur rendement énergétique (par exemple, les procédés à basse température).

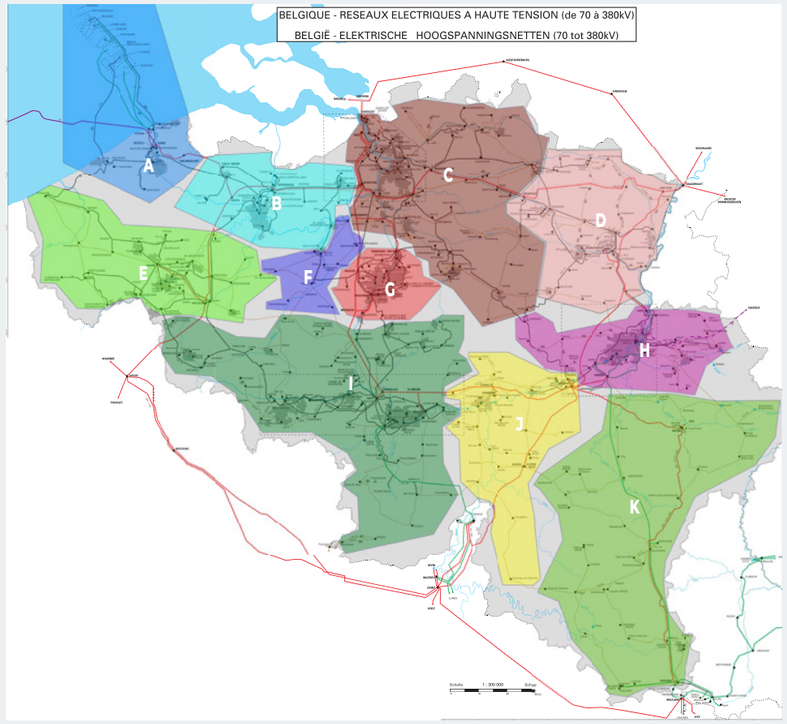
Malgré les incertitudes concernant le parcours exact, il est clair que l'électrification de la consommation industrielle existante en Belgique pourrait avoir un impact très important sur la consommation globale. Il va sans dire que le système électrique doit également évoluer à temps pour permettre une telle augmentation. La spécificité de l'électrification de l'industrie est qu'il ne s'agit pas d'une croissance progressive sur l'ensemble du territoire, comme dans le cas des pompes à chaleur pour le chauffage domestique ou des véhicules électriques, mais qu'une charge importante peut être ajoutée soudainement à un endroit précis. La section suivante examinera cet aspect géographique plus en détail.

3.6.1.1. Répartition géographique de la consommation

Dans un deuxième temps, la répartition géographique de cette consommation électrique sur le territoire belge a été cartographiée. Tout d'abord, des facteurs d'échelle ont été déterminés par type d'industrie, sur la base de gains d'efficacité d'une part et de l'électrification accrue d'autre part. Les facteurs d'échelle sont basés sur le rapport entre la consommation industrielle et la consommation totale d'électricité au niveau du secteur. Grâce à ces facteurs d'échelle, la consommation réelle des clients raccordés au réseau d'Elia est mise à l'échelle. Une hypothèse importante ici est que le profil de consommation électrique actuel sera maintenu à l'échelle. Cependant, l'électrification des processus existants peut conduire à un profil de consommation différent avec des pics plus élevés ou justement plus modérés. En outre, une éventuelle augmentation de la flexibilité de la consommation industrielle n'a pas encore été prise en compte. Une initiative a déjà été lancée pour approfondir cette question en coopération avec des partenaires industriels.

Les résultats sont agrégés par zone électrique. Ces zones électriques résultent d'une division (en grande partie historique) du réseau de transport en clusters régionaux reliés électriquement. La Figure 3.42 présente les zones électriques utilisées pour cette étude.

FIGURE 3.42 : DIVISION DE LA BELGIQUE EN ZONES ÉLECTRIQUES



La Figure 3.43 donne un aperçu du pic asynchrone[36] de la consommation industrielle en puissance électrique raccordée au réseau Elia par zone électrique et par scénario en 2050. Il en ressort que le scénario « Global Import » pour le pic asynchrone est proche du pic asynchrone de 2020. Cependant, tous les autres scénarios montrent une augmentation significative du pic asynchrone. Les zones B, C, D et I présentent actuellement la consommation industrielle la plus élevée ainsi qu'une proportion importante d'industries (pétro)chimiques et/ou sidérurgiques. Comme ces industries ont un potentiel d'électrification important, ces zones électriques ont l'impact le plus élevé selon ces hypothèses. Au sein de ces zones électriques, on observe également une concentration supplémentaire autour des clusters industriels existants (par exemple, le port d'Anvers).

FIGURE 3.43 : PRÉLÈVEMENT ÉLECTRIQUE INDUSTRIEL POSSIBLE (2050) SUITE À L'ÉLECTRIFICATION DE L'INDUSTRIE BELGE EN FONCTION DES ZONES ÉLECTRIQUES

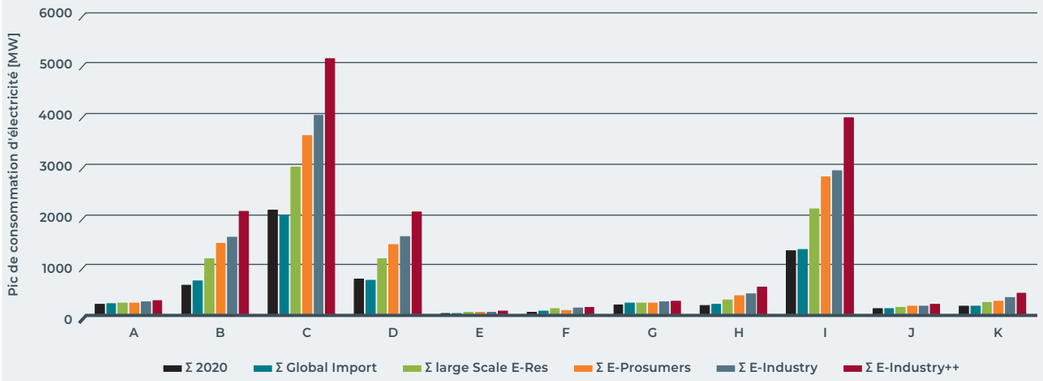
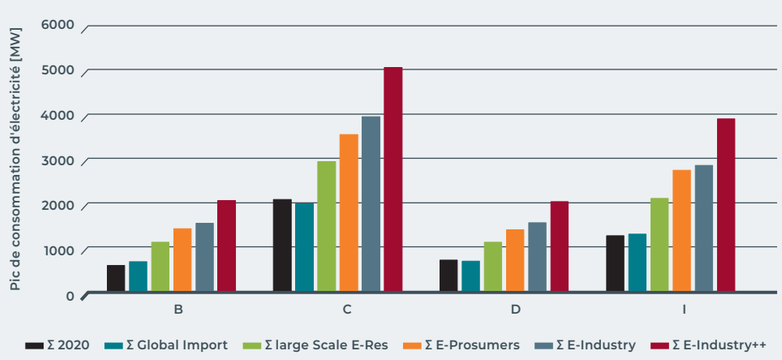
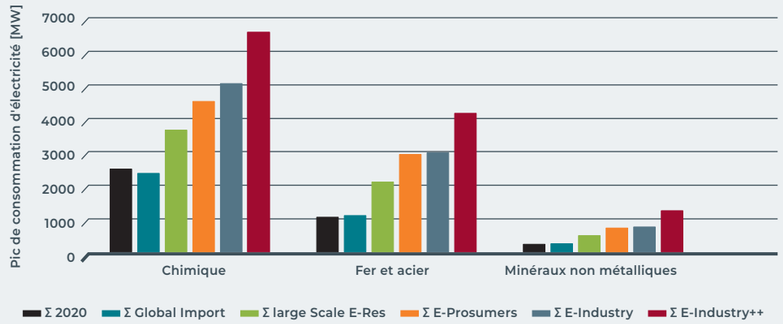


FIGURE 3.44 : ZONES B, C, D ET I (IMPACT LE PLUS FORT DE L'ÉLECTRIFICATION DE L'INDUSTRIE EXISTANTE)



36 car tous les clients n'ont pas le même profil de consommation.

FIGURE 3.45 : L'INDUSTRIE (PÉTRO)CHIMIQUE, L'INDUSTRIE SIDÉRURGIQUE ET L'INDUSTRIE DES MINÉRAUX NON MÉTALLIQUES ONT L'IMPACT LE PLUS IMPORTANT ÉTANT DONNÉ LEUR IMPORTANCE AUJOURD'HUI ET LEUR IMPORTANT POTENTIEL D'ÉLECTRIFICATION (2050)





Compte tenu des augmentations potentiellement importantes de la consommation électrique dans ces zones et du fait que les plus gros utilisateurs du réseau ont historiquement été connectés au réseau 150 kV (ou à des niveaux de tension inférieurs) dans ces zones B, C, D et I, l'augmentation de cette consommation entraînerait un prélèvement sensiblement plus élevé sur les réseaux régionaux 150 kV. La Figure 3.45 et Figure 3.46 présentent cet effet pour les scénarios « E-Prosumers » et « E-Industry++ ». Cependant, lorsque les utilisateurs du réseau dont la consommation de pointe future dépasse ~300 MW sont entièrement transférés sur le réseau 380 kV, une image différente apparaît : pour les zones B, C et D, cela se traduit par une diminution de la consommation à 150 kV. Pour la zone I, l'augmentation est atténuée. En général, on peut dire que des augmentations limitées peuvent être absorbées sur 150 kV avec un développement normal du réseau, mais que des augmentations de l'ampleur évoquée ici sont irréalistes sur 150 kV. Pour ces puissances, une transition vers le réseau 380 kV est indiquée. Si ces très gros utilisateurs du réseau passent à 380 kV, des capacités seront disponibles aux niveaux de tension inférieurs pour électrifier les utilisateurs du réseau de taille moyenne ou pour raccorder de nouveaux consommateurs. Dans ce contexte, il convient également de mentionner que les utilisateurs du réseau actuellement raccordés au niveau de la distribution ne sont pas inclus dans cet exercice. Cependant, il est probable que ces utilisateurs du réseau connaîtront également une forte augmentation et devront faire la transition vers le réseau de transport. Par conséquent, et parce que les évolutions au niveau des utilisateurs du réseau ne sont pas nécessairement alignées et que les emplacements dans une zone électrique ne sont pas toujours les mêmes, des renforcements supplémentaires du réseau à des niveaux de tension inférieurs peuvent parfois être nécessaires.

Une condition importante est donc la mise à disposition de points de raccordement 380 kV appropriés pour les grands utilisateurs du réseau, afin de parvenir à une électrification sans heurts et en temps voulu pour les utilisateurs du réseau de tous les niveaux de tension.

FIGURE 3.46 : EFFET DE LA TRANSITION DE TRÈS GROS CLIENTS (>300 MW) À 380 KV POUR LE SCÉNARIO E-PROSUMERS EN 2050

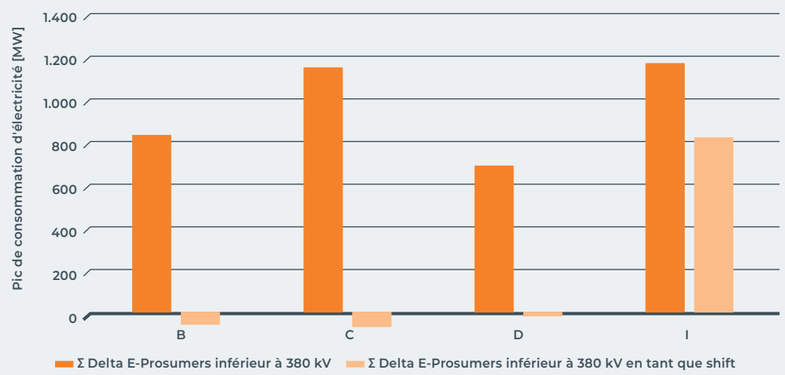
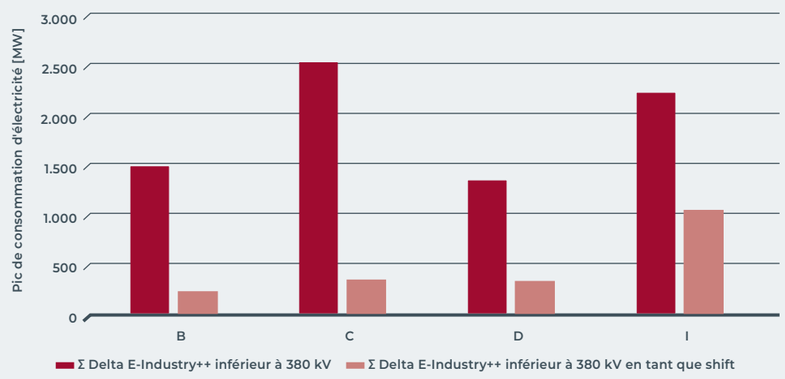


FIGURE 3.47 : EFFET DE LA TRANSITION DE TRÈS GROS CLIENTS (>300 MW) À 380 KV POUR L'E-INDUSTRIE++ EN 2050



3.6.2. APERÇUS DE L'ÉTUDE EXPLORATOIRE

Malgré les incertitudes encore associées à l'électrification, cette étude fournit un certain nombre d'indications très importantes qui doivent être converties en actions concrètes dès maintenant pour rendre l'électrification possible. Outre ces enseignements et les actions correspondantes, qui sont expliqués ci-dessous, il convient de noter que l'évolution de l'électrification doit également être suivie de près. Des études supplémentaires dans les années à venir sont indispensables et permettront de procéder à des ajustements opportuns si nécessaire. De cette façon, les résultats de l'exercice ci-dessus peuvent être réévalués périodiquement et également affinés avec des connaissances supplémentaires sur le parcours d'électrification. Dans ce contexte, Elia a lancé en parallèle des études plus approfondies sur le profil de consommation détaillé et le potentiel de flexibilité de certains clusters industriels. En outre, il est également nécessaire d'avoir une meilleure idée du potentiel d'électrification des utilisateurs du réseau au niveau de la distribution.

1. COMPTE TENU DE L'AUGMENTATION LOCALE POTENTIELLEMENT TRÈS IMPORTANTE DE LA CONSOMMATION, LES GROS CONSOMMATEURS DOIVENT ÊTRE RACCORDÉS DIRECTEMENT AU RÉSEAU 380 KV !

Dans le passé, la principale fonction du niveau de tension 380 kV était de transporter l'énergie électrique en vrac. Les utilisateurs du réseau étaient, à quelques exceptions près, raccordés aux niveaux de tension sous-jacents.

L'étude ci-dessus montre que l'électrification peut entraîner une augmentation locale très importante de la consommation. Des points de raccordement supplémentaires dans le réseau 380 kV pour le raccordement direct des gros consommateurs sont donc nécessaires. Dans ce cadre, le poste de **Baekeland** (§4.4.1 Nouvelle sous-station Baekeland) est un premier exemple concret pour la région de Gand.

Compte tenu du long délai nécessaire au développement des infrastructures de réseau, une **anticipation** est nécessaire pour ne pas freiner le développement industriel. Dans ce contexte, Elia continuera à étudier les sites potentiels appropriés et la manière de les intégrer au réseau électrique. Si nécessaire, Elia peut déjà procéder à l'achat de terrains adéquats. Dans ce cadre, les sites à proximité des postes 380 kV, qui sont dont Elia dispose déjà (comme le site d'Izegem), devraient être préservés autant que possible pour permettre les extensions futures.

2. LE DÉPLACEMENT DE LA CONSOMMATION À 380 KV LIBÈRE DE LA CAPACITÉ AUX NIVEAUX DE TENSION INFÉRIEURS POUR L'ÉLECTRIFICATION DES PLUS PETITS CONSOMMATEURS !

Le fait de faire passer les gros utilisateurs du réseau des niveaux de tension inférieurs à un raccordement à **380 kV** rend la capacité disponible à ces niveaux de tension inférieurs pour l'électrification des consommateurs plus petit. Une telle approche permettra de répondre plus rapidement et plus efficacement aux besoins de tous les utilisateurs du réseau.

Toutefois, à terme, en fonction de la croissance finale de la consommation, il pourrait être nécessaire de disposer de **capacités de transformation supplémentaires du niveau 380 kV vers le niveau de tension inférieur, et des renforcements du réseau dans ce niveau de tension ne sont pas à exclure non plus**. Cela devrait être étudié systématiquement, en fonction de la croissance réelle de la consommation.

3. LE RENFORCEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU 380 KV SONT INDISPENSABLES POUR TRANSPORTER LA CONSOMMATION LIÉE À L'ÉLECTRIFICATION !

L'impact d'une telle augmentation de la consommation sur le réseau 380 kV ne peut être sous-estimé. Les informations ci-dessus sont à elles seules insuffisantes pour effectuer un calcul des flux. Il faut également tenir compte de la localisation de la production et des échanges sur le marché international. Nous renvoyons à cet égard au §3.3. Besoins de développement du réseau interne de 380 kV.

Cependant, il est déjà clair que **le réseau 380 kV jouera un rôle essentiel** dans l'électrification de l'industrie. Tout d'abord, la réalisation du **renforcement déjà prévu du backbone** et le renforcement prévu du réseau 380 kV dans le Hainaut « **Boucle du Hainaut** » devraient être réalisés dès que possible.

En outre, la région d'Anvers présente un très fort potentiel d'électrification. Un renforcement proactif du réseau existant dans cette région, et plus particulièrement des corridors **Zandvliet-Doel** et **Doel-Mercator**, est recommandé pour garantir une réalisation dans les délais.

3.7 Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées

Dans le §1.2 La transition énergétique – Neutralité climatique d'ici 2050 ont été mis en évidence la nécessité d'une croissance simultanée de l'électrification et de la production à base d'énergies renouvelables afin de rencontrer les objectifs de décarbonisation de la société.

A côté de l'intégration d'une électrification massive du secteur industriel (§3.6 Exploration du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique) une électrification touchant à terme chaque ménage belge est en cours de déploiement. Il s'agit de l'électrification du transport et du chauffage domestique, respectivement au travers de l'intégration des véhicules électriques et des pompes à chaleur.

De même, à côté de l'intégration de grands parcs éoliens en mer du nord (§3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore), une part importante de production à base d'énergies renouvelables proviendra du déploiement de parcs éoliens et panneaux photovoltaïques onshore.

La totalité de l'évolution de ces nouvelles charges et productions sera raccordée au réseau Elia au travers de système vertical. Une part significative le sera également au travers des réseaux à moyenne tension des gestionnaires de réseaux de distribution.

Dans la grande majorité des cas, Elia est propriétaire et gestionnaire des transformateurs vers le réseaux à moyenne tension. Ceux-ci permettent de réaliser le lien entre la Haute Tension acheminée par Elia et la moyenne tension des gestionnaires de réseaux de distribution dans les quelque 400 points d'injections répartis sur le territoire belge.

Une part significative de ces injections sont réalisés depuis le réseau de transport local en Région flamande et Région wallonne et depuis le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale. En d'autres termes, depuis des réseaux avec une tension située entre 30 et 70 kV. Néanmoins de nombreuses injections se font également depuis le réseau de transport d'électricité fédéral. En d'autres termes, depuis des réseaux avec une tension de 220, 150 ou 110 kV. A ce jour, il n'y a pas d'injection vers le réseau d'un Gestionnaire de Réseaux de Distribution depuis le réseau 380 kV. La part des injections provenant du réseau de transport d'électricité fédéral tend à croitre.

3.7.1. IMPACT SUR LA PUISSANCE DE TRANSFORMATION VERS LA MOYENNE TENSION

De par son rôle de gestionnaire du système électrique, Elia a étudié l'impact de l'intégration croissante dans les réseaux à moyenne tension des gestionnaires de réseaux de distribution des véhicules électriques, pompes à chaleur, parcs éoliens et panneaux photovoltaïques sur la puissance de transformation installée dans les points d'injection. L'objectif principal étant de détecter les points d'injections ou des surcharges sont attendues, celles-ci pouvant nécessiter des investissements afin d'y remédier.

Pour cette étude, Elia a tenu à considérer simultanément les 4 facteurs décrits ci-dessus, une augmentation de la production à base d'énergies renouvelables peut en effet compenser les effets d'une charge croissante, et vice-versa.

Il est à noter toutefois que cette étude se concentre uniquement sur la puissance de transformation des points d'injection et ne considère pas le réseau en amont. Ce dernier ne peut en effet faire l'objet d'une étude globale mais doit faire l'objet d'études spécifiques à chaque zone concernée. Voir également §5.1 Vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV.

Elia n'a pas pu considérer toutes les formes de croissance de charge et de productions possibles. En particulier n'ont pas été considérés :

- Les cogénérations (au gaz) dont on constate une localisation extrêmement hétérogène (« cluster ») peu propice à une étude globale et dont le développement à venir est soumis à de fortes incertitudes ;
- L'électrification des consommateurs industriels actuellement raccordés dans les réseaux de distribution. Les données ne sont pas suffisamment mûres à ce jour pour faire une étude incluant des données géographiques. L'impact peut toutefois être considérable à la fois de par une augmentation de la charge dans les réseaux de distribution, mais également de par un transfert des charges vers le réseau Elia (avec donc une diminution de la charge dans les réseaux de distribution).

Dans le cadre de ce Plan de Développement Fédéral 2024 -2034, l'impact est évalué à l'horizon 2034.



3.7.2. HYPOTHÈSES

Au moment de la réalisation de cette étude, le scénario tels qu'utilisés dans de plan de développement (§2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport), n'étaient pas encore disponible. Les hypothèses prises en compte en termes de déploiement de véhicules électrique, pompes à chaleur, parcs éoliens et panneaux photovoltaïques, correspondent par conséquent à celle prises en compte dans le dernier rapport qui analyse les besoins du système énergétique belge en matière d'adéquation et de flexibilité sur un horizon de 10 ans publié en juin 2021 [ELI-1]. Ces hypothèses sont très similaires à celles du scénario Established Policies. Comme repris plus loin, cette étude devra connaitre des mises à jour récurrentes, ce permettre également d'affiner les hypothèses prises en compte.

VÉHICULES ÉLECTRIQUES

En termes de véhicules électriques, une pénétration équivalente de 2,2 millions de véhicules à l'horizon 2034 est prise en compte. Le nombre équivalent de véhicules a été calculé sur base d'un parc moyen de 17kWh/100km et 15000km/an.

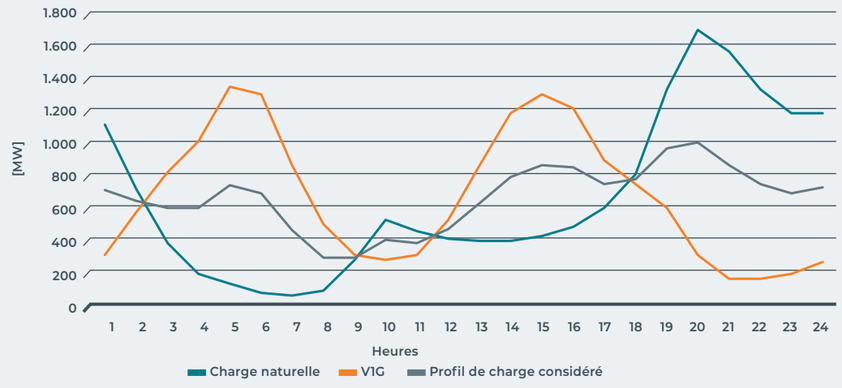
Pour cette étude le profil de charge des véhicules électriques a été catégorisé en 2 groupes :

- « Charge naturelle » : Il n'y a pas d'incitant pour optimiser la charge du véhicule. Les personnes chargent leur véhicule lorsque le besoin ou l'opportunité se présente, souvent après le travail. Il en résulte qu'une part importante de la charge des véhicules se suppose au moment de la pointe de consommation électrique déjà observée en soirée.
- « Charge optimisée » (V1G) : les véhicules sont combinés avec une technologie de recharge intelligente unidirectionnelle (sans possibilité d'injecter de l'énergie vers le réseau) pour optimiser la charge en dehors de heures de pointe de consommation électrique.

L'étude n'a pas considéré un profil de type « Vehicule-to-Grid » permettant de faire usage de la capacité inutilisée des batteries pour stocker de l'énergie et de l'injecter vers le réseau à d'autres moments. Le taux de pénétration de ce type de technologie à l'horizon 2034 étant jugé trop faible que pour impacter la puissance de transformation installée dans les points d'injection.

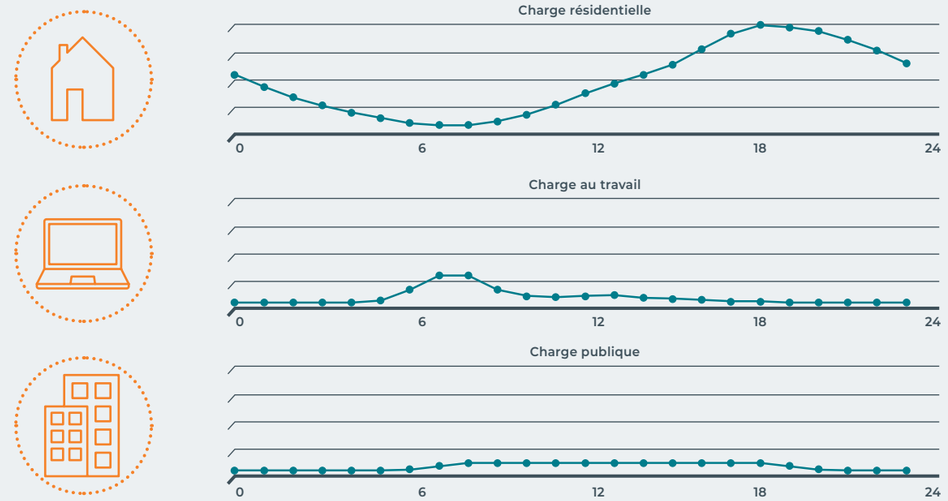
Le profil de charge global considéré est une combinaison de profil de charge « naturel » et « optimisé » en considérant une répartition à part égales des deux profils.

FIGURE 3.48 : PROFIL DE CHARGE GLOBAL DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES



A chaque point d'injection vers le réseau à moyenne tension a été associé un poids pour 3 profils de charge caractéristiques. Ces profils de charges caractéristiques sont : « Charge résidentielle », « Charge au travail » et « Charge publique ». Leur profil est représenté schématiquement ci-dessous.

FIGURE 3.49 : PROFILS DE CHARGE



Ce poids a été déterminé en fonction des caractéristiques des municipalités alentours (nombres d'emplois, surfaces commerciales, revenus…). Le but étant de tenir compte de caractéristiques très différentes des points d'injection vers le réseau à moyenne tension. Par exemple, un point d'injection entouré principalement de zones résidentielles rencontrera un profile de charge très différent d'un point d'injection entouré également de nombreux zonings industriels.

Le profil de charge global a ensuite été décomposé vers les différents point d'injection vers le réseau à moyenne tension.

Le cas spécifique de la région Bruxelles-Capitale, avec l'interdiction prévue des moteurs à combustion à partir de 2035, n'a pas fait l'objet d'hypothèses spécifiques. L'impact de cette interdiction faisant encore l'objet de multiples interrogations : évolutions des habitudes en termes de mobilité (voitures partagées, mobilité douce…), part de la population achetant un véhicule électrique… L'évolution de la charge dans cette région fait l'objet d'un suivi spécifique afin d'assurer les investissements adéquats.

POMPES A CHALEUR

En termes de pompes à chaleur, une pénétration de 5,5% a été considérée à l'horizon 2034.

Le profil de consommation a été modelé en suivant les hypothèses également utilisées par ENTSO-E. Pour les besoins de l'étude, une charge des pompes à chaleur couvrant 90% des conditions climatiques a été considérée. L'objectif de l'étude étant bien de confirmer que les transformateurs présents dans les points d'injection vers les Réseau à Moyenne Tension sont en mesure d'alimenter la charge rencontrée.

A noter que la pénétration considérée est bien inférieure à celle du scénario REPowerEU qui est de l'ordre de 20% à l'horizon 2034. Ces pénétrations supérieures devront faire l'objet d'études ultérieures.

ONSHORE WIND

En termes d'éolien onshore, une capacité installée de 5,9 GW est prise en compte.

La puissance encore à installer a été répartie géographiquement conformément à des cartes de potentiel éolien onshore. Par la suite elle a été attribuée aux points d'injection vers le Réseau à Moyenne Tension en considérant des données géographiques.

PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

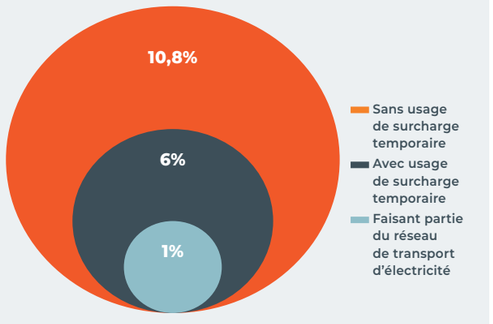
En termes de panneaux photovoltaïques, une capacité installée de 13,4 GW est prise en compte.

La puissance encore à installer a été répartie géographiquement conformément à des données urbanistiques. Par la suite elle a été attribuée aux points d'injection vers le réseau à moyenne tension en considérant des données géographiques.

3.7.3. RÉSULTATS

La Figure 3.50 synthétise les résultats de l'étude dans le sens du prélèvement (énergie allant du réseau Elia vers le réseau à moyenne tension). Il apparait que 10,8% de l'ensemble des points d'injection Elia pourrait atteindre leurs limites en prélèvement. Toutefois, en acceptant des surcharges temporaires des transformateurs après incident, la part des points d'injection atteignant leurs limites est réduite à 6%. Par incident, il faut comprendre une indisponibilité non-planifiée d'un élément de réseau (par exemple d'un transformateur) pour lequel, en ligne avec les critères d'exploitation d'Elia, une sollicitation accrue des autres éléments de réseau est acceptée. Enfin, seul 1% des points d'injection concernent le réseau de transport d'électricité et sont à considérer pour le plan de développement fédéral, les autres concernant le réseau de transport local en Région flamande et Région wallonne et le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale.

FIGURE 3.50 : PART DES POINTS D'INJECTION ELIA ATTEIGNANT LEUR LIMITE EN PRÉLÈVEMENT À L'HORIZON 2034



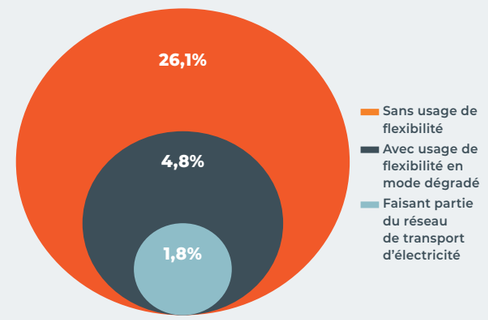
Il est à noter que l'introduction d'un profil de charge optimisé pour les véhicules électriques à un effet bénéfique mais faible sur le nombre de points d'injection atteignant leurs limites en prélèvement.

Il est à noter également que la part du potentiel d'électrification totale (sur le plus long terme) considérée pour cette étude est relativement limitée. Des parts croissantes d'électrification, pourront entrainer des surcharges bien plus conséquentes est sont dès lors à suivre de près.

Il est à noter enfin que, comme indiqué plus haut, l'électrification des consommateurs industriels actuellement raccordés dans les réseaux de distribution n'est pas prise en compte. La balance entre une charge plus élevée pour certains consommateurs et un déplacement vers un niveau de tension plus élevé pour d'autre consommateurs rend actuellement difficile une évaluation fiable de l'impact de cette électrification sur la puissance de transformation dans les points d'injection.

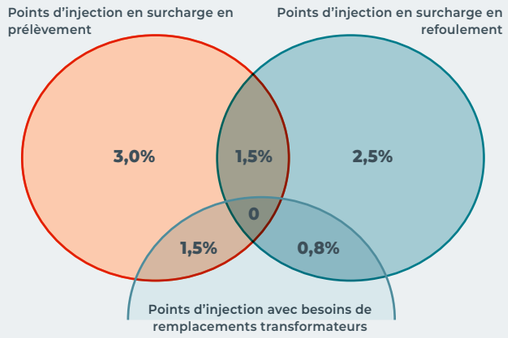
La Figure 3.51 synthétise les résultats de l'étude dans le sens du refoulement (énergie allant du réseau à moyenne tension vers le réseau Elia). Il apparait que 26,1% de l'ensemble des points d'injection Elia pourrait atteindre leurs limites en prélèvement en ne considérant aucune forme de flexibilité des unités de productions. Toutefois, en considérant une flexibilité des unités de production en mode dégradé, la part des points d'injection atteignant leurs limites est réduite à 4,8%. Par mode dégradé, il faut comprendre une indisponibilité planifiée (par exemple pour entretien) ou non (incident) d'un élément de réseau pour lequel, en ligne avec les conditions contractuelles et/ou règlementaires, des contraintes d'exploitation peuvent être imposées aux utilisateur du réseau (par exemple interdiction de produire pendant un période donnée). Enfin, seul 1,8% des points d'injection concernent le réseau de transport d'électricité et sont à considérer pour le plan de développement fédéral, les autres concernant le réseau de transport local en Région flamande et Région wallonne et le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale.

FIGURE 3.51 : PART DES POINTS D'INJECTION ELIA ATTEIGNANT LEUR LIMITE EN REFOULEMENT À L'HORIZON 2034



En combinant les résultats, il apparait que 1,5% des points d'injection atteignent leur limite à la fois en prélèvement et en refoulement. De plus, une part significative des transformateurs installés dans les points d'injection atteignant leurs limites auront atteint leur fin de vie avant 2034, un projet visant la suppression de ces transformateurs en fin de vie doit donc en toutes circonstances avoir lieu. Cette surreprésentation de transformateurs âgés dans les points d'injection atteignant leur limite s'explique en partie par les puissances plus faibles qui étaient régulièrement utilisés jusqu'au début des années 1970.

FIGURE 3.52 : PART DES POINTS D'INJECTION ELIA ATTEIGNANT LEURS LIMITES ET PART DES TRANSFORMATEURS ATTEIGNANT LEUR FIN DE VIE



3.7.4. CONCLUSIONS

Des investissements seront nécessaires dans le réseau Elia afin d'accueillir la croissance simultanée de l'électrification des secteurs et de la production à base d'énergies renouvelables dans les réseaux à moyenne tension.

Moyennant une exploitation flexible des réseaux, les investissements requis pourront rester sous contrôle. La possibilité de faire usage de la flexibilité du parc de production en cas de mode dégradé du réseau Elia est la mesure ayant le plus d'impact sur les besoins d'investissement.

Une part significative des transformateurs générant des limitations dans les points d'injection vers les réseaux à moyenne tension auront atteint leur fin de vie avant 2034. Ceci permet de limiter l'impact de la croissance de l'électrification et de la production à base d'énergies renouvelables sur les investissement d'Elia.

La majorité des investissements requis concerneront réseau de transport local en Région flamande et Région wallonne et le réseau de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale.

L'utilisation d'algorithmes de charge optimisée, basés sur des signaux du marché, afin que les consommateurs puissent adapter la charge de leur véhicule électrique aux condition du système (charge en cas d'énergie renouvelable abondante) ne permettra pas d'éviter de manière significative les investissements dans le réseau Elia. Des algorithmes de charge avancés, prenant en compte des simultanément signaux du marché et les situations de congestion locales seront au moins nécessaires afin de pouvoir avoir un impact significatif sur les investissement requis dans le réseau Elia, sans toutefois pouvoir éviter tout renforcement. Il en ira de même pour d'autres applications (pompes à chaleur, batteries...).

Ces résultats permettent d'appréhender un ordre de grandeur des investissement requis. Chaque point d'injection doit néanmoins faire l'objet d'un suivi régulier et approfondi, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés, avant de prendre une décision d'investissement. Ceci afin de pouvoir tenir compte des réalités locales et des approximations du modèle utilisé.

3.8 Besoins de remplacement

Les équipements du réseau ont chacun une durée de vie spécifique. Les transformateurs, les câbles et les lignes aériennes ont une durée de vie de 60, 70, voire 80 ans ou plus. Par contre, la durée de vie des équipements de protection diminue avec l'évolution des technologies (électromécaniques, électroniques puis numériques).

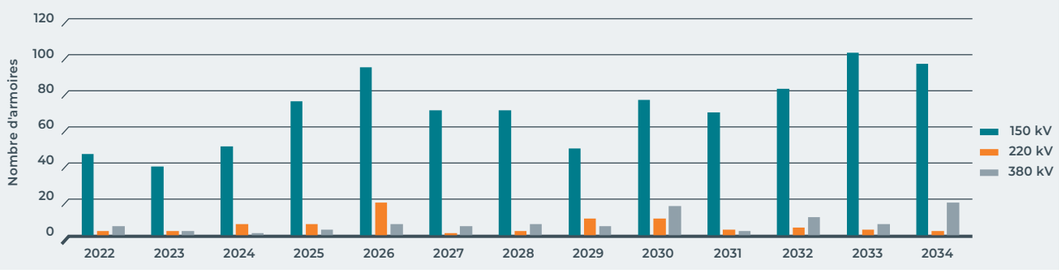
Le renouvellement des équipements du réseau de transport arrivés en fin de vie constitue donc un axe important. Les équipements obsolètes doivent être renouvelés pour maintenir un niveau de fiabilité en fonction de l'importance de l'élément du réseau et garantir la sécurité pour les utilisateurs du réseau.

3.8.1. LES ÉQUIPEMENTS DE PROTECTION

En raison d'un raccourcissement de la durée de vie théorique des équipements de protection propre à la technologie numérique, nous avons assisté à une augmentation des besoins de remplacements pour ces équipements. Cependant, ces besoins de remplacements ont toujours été couverts. Pour les 10 années à venir, les besoins concerneront principalement le réseau 150 kV. Il est important de les réaliser de manière à ne pas accumuler un retard par la suite.

La figure suivante illustre le nombre d'armoires de protections dont la date de fin de vie estimée arrivera entre 2022 et 2034 selon les niveaux de tension.

FIGURE 3.53 : BESOINS DE REMPLACEMENT DES ARMOIRES DE SÉCURITÉ

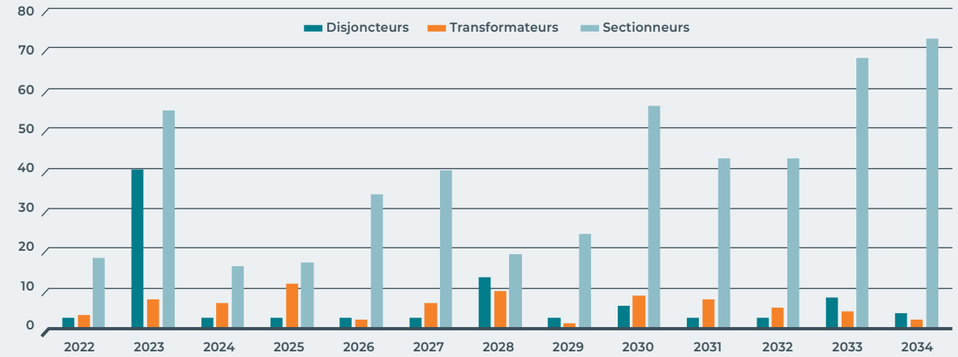


3.8.2. LES ÉQUIPEMENTS DE HAUTE TENSION

Etant donné la durée de vie théorique des équipements haute tension et leurs dates de mise en service dans le réseau, la grande partie des remplacements nécessaires a déjà été effectuée. Les besoins de remplacements pour ces niveaux de tension sont limités pour les années à venir (2022-2034) et les pics éventuels pourront être étalés grâce aux méthodologies de gestion du risques mises en place, comme expliqué au paragraphe « Méthodes d'optimisation de gestion des remplacements développées par Elia ».

La Figure 3.54 donne un aperçu des équipements principaux de la haute tension arrivant en fin de vie par année :

FIGURE 3.54 : BESOINS DE REMPLACEMENT DE TROIS TYPES D'ÉQUIPEMENT HAUTE TENSION POUR LES TENSIONS 380 KV - 220 KV - 150 KV



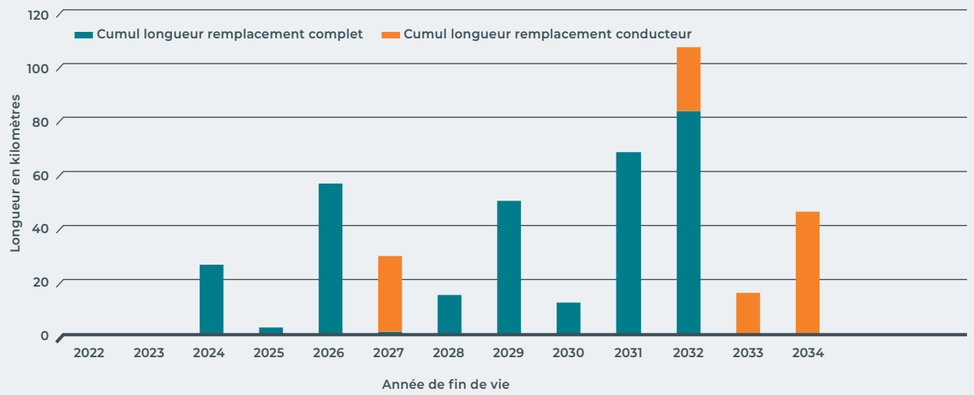
3.8.3. LES ÉQUIPEMENTS DE LIGNES À HAUTE TENSION ET CÂBLES SOUS-TERRAIN

La Figure 3.55 donne un aperçu du nombre de kilomètres de lignes (pylônes + conducteurs + équipements) aériennes et de conducteurs (uniquement conducteurs) qui seront en fin de vie pour les années 2024 à 2034. Il s'agit majoritairement de lignes 150 kV ; le réseau 380 kV étant beaucoup plus récent.

Comme illustré sur les graphiques ci-dessous, les besoins de remplacements pour les équipements de lignes aériennes sur notre réseau 150 - 220 - 380 kV sont en augmentation, principalement pour ce qui concerne nos lignes aériennes 150 kV.

En ce qui concerne les câbles sous-terrain, les besoins de remplacement sont très limités.

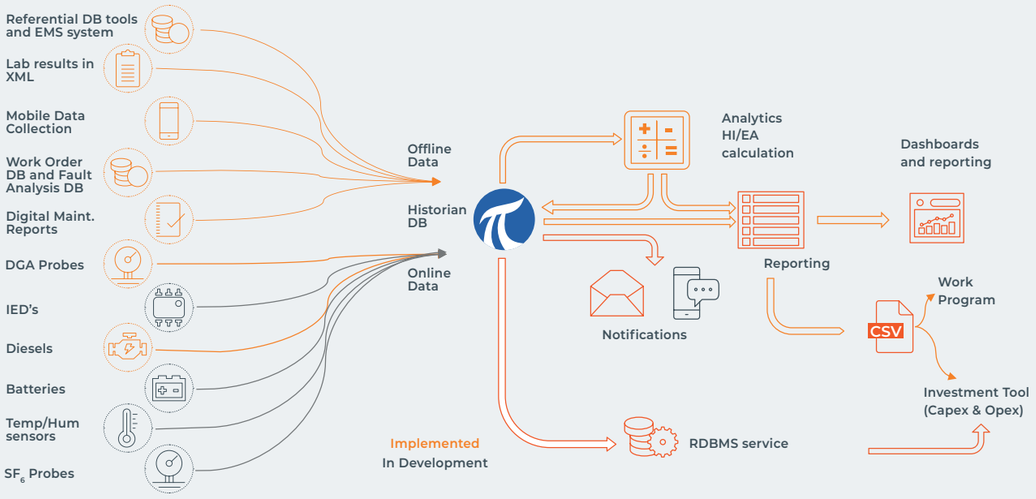
FIGURE 3.55 : BESOINS DE REMPLACEMENT DES ÉQUIPEMENTS DE LIGNES AÉRIENNES



3.8.4. MÉTHODES D'OPTIMISATION DE LA GESTION DES REMPLACEMENTS DÉVELOPPÉES PAR ELIA

Afin de limiter l'impact de ces besoins et de laisser suffisamment de ressources disponibles pour le développement du réseau, une série d'initiatives ont été prises ces dernières années afin d'aplanir les pics de remplacement d'équipements et de prolonger leur durée de vie.

FIGURE 3.56 : GESTION DE BASE DE DONNÉES



Ci-dessous ces différentes initiatives sont discutées plus en détail :

- Pour nos équipements linéaires (lignes, câbles) ainsi que nos équipements haute tension des indicateurs de santé sont à présent calculés. Ces indicateurs se basent sur de l'ensembles des résultats d'inspections, de mesures, données real-time obtenues concernant l'équipement. Ceci nous permet de suivre de près la condition de l'équipement et d'adapter à la hausse - le plus souvent - ou à la baisse leurs durées de vie, ainsi que de prendre des actions court terme lorsque cela est nécessaire ou le cas échéant d'ajuster la réserve stratégique de nos équipements. A noter qu'au total cela représente pas moins de 180.000 équipements pour lesquels Elia assure un suivi de l'état de santé.
- Afin de pouvoir évaluer le niveau de risque associé à l'équipement, l'impact potentiel en cas de défaillance a également été analysé de façon détaillée. Ainsi chacun de nos équipements à un score d'impact réseau associé (en fonction de l'impact que pourrait avoir la défaillance de cet équipement sur le réseau). Ceci nous permet d'accepter de maintenir sur le réseau plus longtemps des équipements moins critiques, tout en mettant le bon niveau d'attention pour les plus critiques.

  De plus, un suivi rapproché des taux de défaillance des équipements est assuré sur les équipements en service de manière à entreprendre en temps voulu les actions les plus opportunes. Cette approche nous permet d'optimiser les décisions relatives à la gestion de la maintenance et des remplacements.
- Lorsque l'équipement atteint sa fin de vie, un exercice est également réalisé afin d'analyser s'il est possible de postposer cette fin de vie en réalisant un rétrofit[37]. Si le rapport coût/bénéfice (tous aspects considérés) s'avère positif, des retrofits sont réalisés permettant ainsi de réduire le volume de remplacement à réaliser.

  Des retrofits ont par exemple été réalisés sur certains types de transformateurs ainsi que des travées GIS.
- Afin de maximiser l'efficacité des projets et d'ainsi faciliter la bonne couverture des besoins de remplacement à venir pour la basse tension, de nouvelles approches basées sur la technologie digitale sont en cours de déploiement. Ces solutions sont basées sur la standardisation des solutions, tant au niveau hardware que software, afin de pouvoir réduire les durées d'étude et d'exécution des projets. Ces initiatives, couplées à l'utilisation de protocoles de communication, permettent l'application de solutions innovantes, comme par exemple l'automatisation des tests de réception. En parallèle, le prochain pallier technologique, basé sur la digitalisation complète des interfaces entre la haute tension et la basse tension et visant à atteindre des gains encore plus importants, est en en cours de préparation.

Cette recherche d'amélioration continue ne s'arrête pas là. Nous développons actuellement des méthodologies afin d'améliorer nos modèles de gestion du risque et d'obtenir un suivi plus proche du real-time.



37 Le rétrofit consiste à remplacer des composants anciens ou en fin de vie par des composants plus récents, en général en utilisant une technologie plus récente, tout en gardant la même fonction

4

Évolution du système horizontal belge



4.1 Hypothèses utilisées dans l'analyse coûts-bénéfices

4.2 Développement et intégration du réseau offshore

4.3 Poursuite du développement des interconnexions onshore

4.4 Création de capacité d'accueil

4.5 Développement du réseau interne 380 kV

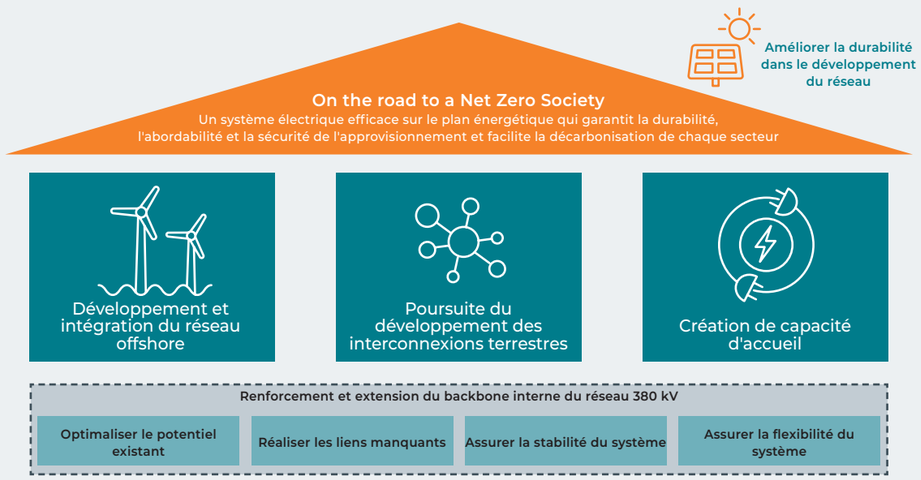
4.6 Facilitation à long terme de la transition énergétique

4.7 Carte récapitulative du développement du système horizontal

Dans le prolongement des besoins identifiés pour le développement du réseau de transport (voir Chapitre 3 Identification des besoins du système), ce chapitre explique les différents projets qui font partie du programme d'investissement pour répondre à ces besoins à l'horizon 2024-2034. De cette manière, nous veillons à ce que la Belgique reste sur la voie d'une société neutre en carbone (On the road to a Net Zero Society) d'ici 2050. La Figure 4.1 ci-dessous donne un aperçu des différents clusters de projets d'infrastructure tels qu'ils seront abordés dans ce chapitre.

Un réseau interne 380 kV développé et fiable jette les bases nécessaires à la poursuite de l'expansion et de l'intégration du réseau offshore, au développement des interconnexions onshore et à la création de capacités d'accueil. La capacité d'accueil s'applique à la fois à la production et au prélèvement. La société étant à la veille de la décennie de l'électrification, l'importance de ce dernier pilier s'est considérablement accrue par rapport aux plans de développement précédents. Toutefois, dans les sections suivantes, les projets seront d'abord abordés sous l'angle de ces trois piliers, afin que le lecteur dispose d'une vue d'ensemble complète avant d'aborder le développement du réseau backbone 380 kV.

FIGURE 4.1 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSMISSION



Le renforcement et l'extension du réseau backbone 380 kV interne se divisent en quatre composantes. Tout d'abord, pour les besoins de capacité supplémentaire, Elia recherche toujours des solutions permettant **d'optimiser le potentiel des couloirs existants**. Concrètement, il s'agit principalement d'augmenter la capacité de transport des couloirs 380 kV existants en remplaçant les conducteurs existants par des conducteurs à haute performance et en réalisant les renforcements de pylônes correspondants. L'installation de **transformateurs déphaseurs**[1] et le **Dynamic Line Rating**[2] sont également abordés. Par rapport au Plan de Développement fédéral 2020-2030, en termes d'installation de conducteurs à haute performance, une extension du programme est prévue sur la quasi-totalité du réseau 380 kV existant.

Cependant, étant donné le déplacement des grands centres de production d'énergie renouvelable vers des zones éloignées des actuelles régions de forte demande, l'optimisation de ce potentiel est insuffisante pour répondre à tous les besoins. De nouvelles liaisons 380 kV sont indispensables pour créer un réseau 380 kV robuste et maillé qui offre également une capacité d'accueil accrue pour la production, le prélèvement et le stockage d'énergie. La **réalisation de ces liens manquants** fait l'objet de la deuxième section.

Dans un tel contexte, **assurer la stabilité du système** est un défi de plus en plus important. L'intégration massive des énergies renouvelables et le déclin des unités de production thermique classiques modifient fondamentalement le comportement du système électrique. Traditionnellement, la stabilité du réseau de transport est assurée par la présence de centrales conventionnelles.

1 Le §4.4.1 explique le fonctionnement de ces dispositifs de manière plus détaillée.
2 Le §4.5.1.4 explique ce principe plus en détail.

Les sources renouvelables n'ont pas encore des propriétés identiques ou même similaires, d'où la nécessité de prendre les mesures nécessaires du côté du réseau électrique pour garantir la stabilité à tout moment.

Enfin, la **garantie** de la **flexibilité du système** comprend une enveloppe de différentes mesures visant à maximiser la flexibilité disponible dans le système électrique. En effet, comme pour la stabilité du système, les besoins en flexibilité augmentent dans un monde dominé par des sources d'énergie renouvelables volatiles. D'une part, les mesures consistent en des initiatives telles que **Consumer Centric Market Design**[3] et Evolved flow based[4], qui ont un impact sur le fonctionnement du marché. D'autre part, l'utilisation de l'intelligence artificielle permettra à l'avenir une meilleure gestion opérationnelle du réseau. Pour faciliter tous ces futurs échanges de données, le déploiement à grande échelle d'un réseau de fibres optiques dans le cadre du projet **Fiber Everywhere**[5] est essentiel. Ces développements ne font pas l'objet d'une partie distincte du présent chapitre, mais sont traités de manière appropriée dans l'ensemble du Plan de Développement fédéral. En ce qui concerne les besoins de flexibilité à long terme du système électrique, il est fait référence dans ce contexte **à l'étude d'adéquation et de flexibilité pour le réseau électrique belge [ELI-1]**.

Pour les projets visant à réaliser une nouvelle liaison transfrontalière, une analyse coûts-bénéfices multicritères sera élaborée dans les paragraphes correspondants, selon la méthodologie expliquée au §1.4.5 Méthodologie d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal. Il s'agit précisément d'une **analyse multicritères**, car l'ensemble des indicateurs vise à identifier les impacts d'un projet dans les trois aspects du développement du système, à savoir **l'intégration du marché, la sécurité d'approvisionnement et la durabilité**. Une décision fondée et équilibrée concernant les nouvelles infrastructures doit en effet tenir compte de tous ces aspects. Une nouvelle caractéristique importante de ce plan est l'analyse complète de l'indicateur « B2 - Coût sociétal du CO_2 ». Cet indicateur présente les bénéfices supplémentaires pour la société, liés à la réduction des émissions de CO_2, en plus des bénéfices déjà repris dans « B1 - Bien-être socio-économique ». L'importance de cet indicateur parle d'elle-même dans une société où la lutte contre le changement climatique est de plus en plus centrale.

Dans le cadre de la « Durabilité », il existe également un projet transversal « Green Substations », qui ne fait pas partie de ce chapitre, mais est expliqué plus en détail au §6.3 Green substations.

La gestion coordonnée au sein d'ENTSO-E (échange de données, utilisation de méthodes communes, identification des besoins, discussion des résultats de la recherche, etc.) est essentielle pour un développement optimal et intégré du backbone européen. Ceci est illustré par le fait que les projets de développement des interconnexions proposés ci-dessous, la plupart des projets sur le backbone interne ainsi que les pistes de développement à long terme à étudier font partie du plan de développement du réseau européen, le TYNDP [ENT-2]. Un certain nombre de projets spécifiques ont également été explicitement reconnus comme « projets d'intérêt commun » (PCI - Project of Common Interest) au sein de la 5e liste PCI par la Commission européenne, à savoir Lonny-Achêne-Gramme et BRABO III.

Pour ce chapitre, il convient de soulever un **disclaimer** important concernant les hypothèses liées à la sortie du nucléaire. Comme déjà indiqué aux §2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport et §3.3.5 Impact d'une prolongation du nucléaire sur les besoins du système du réseau 380 kV interne, les évolutions proposées dans ce chapitre sont valables pour une prolongation de dix ans d'environ 2 GW de capacité nucléaire, dont 1 GW à Doel (Doel 4) et 1 GW à Tihange (Tihange 3). Une adaptation du calendrier de sortie du nucléaire autre que la prolongation de dix ans d'1 GW à Doel et 1 GW à Tihange aura un impact significatif sur le Plan de Développement et les projets planifiés. Plus précisément, le réseau backbone 380 kV interne ne suffira plus pour faciliter l'ensemble des flux énergétiques futurs. Cela mènera très probablement au report de l'augmentation de la capacité transfrontalière et nécessitera de nouveaux corridors internes. Dans un Plan de Développement fédéral, il n'est pas possible de développer une architecture de réseau alternative pour l'ensemble des options et variantes possibles. Dans ce contexte, un cadre législatif concret, formel et stable est une absolue nécessité

3 Cet aspect est expliqué au §2.2.5 Système multidirectionnel.
4 Il est illustré au §4.3.3. Deuxième interconnecteur Belgique-Allemagne.
5 Plus de détails peuvent être trouvés au §6.4 Les besoins de développement du réseau Datacom.

4.1 Hypothèses utilisées dans l'analyse coûts-bénéfices

Chaque projet d'interconnexion, décrit plus loin dans ce chapitre, présenté pour approbation, est soumis à l'élaboration d'une analyse coûts-bénéfices (voir aussi §1.4.5 Méthodologie d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal). Les principales hypothèses sont résumées ici.

Pour les bénéfices, le bien-être socio-économique sera calculé à la fois pour l'Europe et la Belgique pour chacun des scénarios de marché tels que définis au Scénarios pour le développement du réseau de transport. Les hypothèses mentionnées concernant le mix énergétique, la charge, le réseau de référence et les prix des combustibles, y compris le prix du CO_2 EU-ETS, sont décrites dans cette section. Elle explique également la méthodologie et la modélisation. Pour le calcul du bien-être supplémentaire dû aux variations de CO_2, comme indiqué au §1.4.5.2, le coût sociétal[6] du CO_2 utilisera la même estimation que celle figurant dans la directive CBA 3.0 d'ENTSO-E. Le périmètre de simulation pour la réalisation des simulations de l'analyse coûts-bénéfices est le même que celui expliqué au §2.1.5.2 Périmètre de simulation. Le périmètre de simulation (28 pays simulés) prend en compte l'UE27 à l'exception de Chypre et de Malte et inclut la Norvège, le Royaume-Uni et la Suisse.

Le tableau ci-dessous résume les autres principales hypothèses utilisées dans l'analyse coûts-bénéfices. Cela permet d'interpréter les analyses du bien-être socio-économique pour les projets étudiés du système horizontal belge tels que décrits plus loin.

FRONTIÈRE	PROJET	PDF ID	TYNDP22 ID	RÉSEAU DE RÉFÉRENCE 2030	RÉSEAU DE RÉFÉRENCE 2035/2040	CONTRIBUTION À LA CAPACITÉ DE TRANSPORT [MW]	ANNUITÉ [M€]	CAPEX [M€]	OPEX [M€/ ANNÉE]
BE-GB	Nautilus	3	121	NON (PINT)	OUI (TOOT)	1400MW	46,5	600	8
BE-DE	BE-DE II[7]	10	225	NON (PINT)	NON (PINT)	1000MW	43	600	4,8
BE-FR	Lonny-Achêne-Gramme	8	280	NON (PINT)	OUI (TOOT)	1000MW	7	105	0,1
BE-NL	Van Eyck Maasbracht	9	377	NON (PINT)	NON (PINT)	1000MW	5	71	0,1
BE-DK	TritonLink[8]	4	1092	NON (PINT)	OUI (TOOT)	2000MW Belgique - île danoise 1400MW Danemark - île danoise	248	3590	18
BE-UK-DK	Offshore Energy Hub	5	/	NON (Pas d'estimation)	NON (PINT)	/	~10	~126[9]	~2,5

6 La directive de mise en œuvre CBA 3.0 d'ENTSO-E fait référence à l'étude de la DG Mobilité et Transports de 2019 « Handbook on the external costs of transport - table 82 ». Dans un scénario central, le coût social du CO_2 est estimé à 100 €/tonne de CO_2 en 2030 et à 269 €/tonne de CO_2 en 2040. Estimé dans un scénario haut à 189 €/tonne de CO_2 en 2030 et 498 €/tonne de CO_2 en 2040. La limite inférieure du coût social du CO_2 est toujours fixée au prix SEQE-UE, comme indiqué au § 2.1 Scénarios pour le développement du réseau de transport.

7 BE-DE II fait référence à un deuxième interconnecteur avec l'Allemagne. Il ne s'agit pas encore d'un nom de projet définitif.

8 La portée du projet d'infrastructure global et les coûts d'investissement associés tiennent compte à la fois de la liaison du hub offshore énergétique danois vers le Danemark (capacité de transmission de 1400MW) et vers la Belgique (capacité de transmission de 2000MW), y compris l'infrastructure de réseau sur terre et en mer.

9 Il s'agit ici d'une première estimation, qui est déjà relativement large. Il est bon de mentionner que, cette technologie étant toujours en cours de développement, une marge d'incertitude supplémentaire doit être prise en compte

Les informations suivantes sont affichées pour chaque projet :

- La référence à l'ID du projet TYNDP2022 correspondant.
- Si ce projet fait partie ou non du réseau de référence 2030, 2035 et 2040. Les capacités physiques transfrontalières correspondantes (en situation normale du réseau) entre la Belgique et les pays connectés électriquement pour chaque réseau de référence sont résumées dans le §6.4.4 comme point de départ.
- La contribution estimée à la capacité de transport transfrontalière de chaque projet, exprimée en puissance active. Pour un projet inclus dans le réseau de référence, cet effet est calculé en comparant le réseau de référence avec une situation sans le projet (réduction de la capacité de transport transfrontalière totale). Dans la directive CBA d'ENTSO-E, cette approche est également appelée « TOOT » (« take one out at a time »). Pour un projet non inclus dans le réseau de référence, cet effet est calculé en comparant le réseau de référence avec une situation avec le projet (augmentation de la capacité de transport transfrontalière totale). Dans la directive CBA d'ENTSO-E, cette approche est également appelée « PINT » (« put one in at a time »).
- L'annuité du coût d'investissement total estimé du projet (c'est-à-dire pas seulement la partie belge), y compris les coûts opérationnels annuels, tel qu'inclus dans le TYNDP22. Toutefois, de nombreux projets sont encore en phase d'étude, et ces études permettront de mieux définir la solution et, par conséquent, d'actualiser le coût d'investissement. Pour le calcul de l'annuité, on a supposé une période d'amortissement de 25 ans et un WACC de 4 %, ce qui est également conforme aux hypothèses de la directive CBA d'ENTSO-E.



4.2 Développement et intégration du réseau offshore

Depuis 2009 et l'arrivée des premières éoliennes en mer, la Belgique n'a cessé de développer sa capacité de production offshore. Depuis fin 2020, la Belgique totalise une production éolienne en mer de près de 2,3 GW répartis en 9 concessions domaniales. Une partie de cette production est connectée par le biais de la fameuse « prise en mer » ou « **Modular Offshore Grid** » (MOG) finalisée par Elia en Avril 2019.

Afin d'apporter une réponse concrète aux enjeux climatiques et dans son souci de verdir son parc de production, la Belgique a augmenté son ambition en prévoyant de connecter entre 3,15 GW à 3,5 GW de production renouvelable en mer supplémentaire à l'horizon 2030, dans une nouvelle zone nommée « Zone Princesse Elisabeth ». Dans le cadre de l'extension du Modular Offshore Grid, Elia prévoit de construire une île énergétique, l'**île Princesse Elisabeth**, au sein de cette zone afin de connecter cette production supplémentaire. Cette volonté ferme a par ailleurs été rappelée dans la déclaration d'Esbjerg [DEN-1] signée conjointement le 18 mai 2022 par la Belgique, le Danemark, les Pays-Bas et l'Allemagne. Les ambitions de cette déclaration sont considérables. L'objectif est en effet de porter la capacité totale des parcs éoliens en mer de ces 4 pays à 65 GW d'ici 2030 et 150 GW d'ici 2050.

A côté des raccordements de production renouvelable en mer, une autre fonction importante des infrastructures en mer est celle des interconnexions. C'est ainsi qu'une première interconnexion a déjà vu le jour en 2019 entre la Belgique et le Royaume-Uni : **Nemo Link**. Le besoin d'une deuxième interconnexion avec le Royaume-Uni avait déjà été identifié dans le plan de développement fédéral précédent. Pour répondre à ce besoin, le **projet Nautilus** était alors déjà envisagé. Bien entendu, ce projet reste plus que jamais pertinent mais il prend aujourd'hui une dimension particulière compte-tenu de l'arrivée de l'île Princesse Elisabeth.

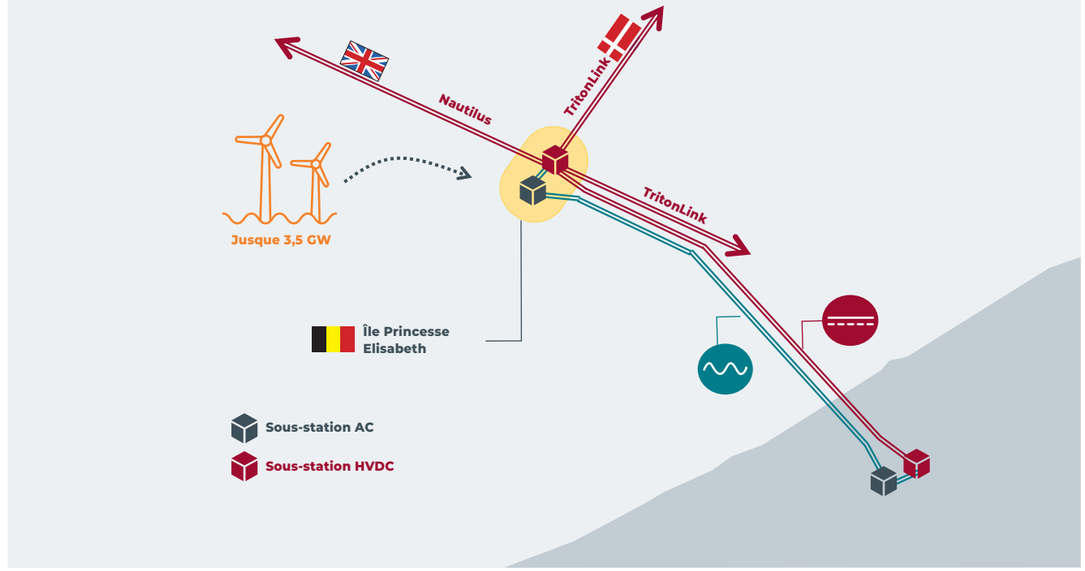
En effet, les fonctions d'interconnexions et celles de raccordements de production renouvelable étaient jusqu'ici envisagées séparément, principalement pour des raisons technologiques. Or, le Chapitre 3 – Identification des besoins du système nous enseigne que le développement d'infrastructures combinant ces deux fonctions, soit des « systèmes hybrides », peut être une source importante de bénéfices : coût total réduit, bien-être socio-économique accru, impact environnemental réduit, etc… C'est ainsi que l'île Princesse Elisabeth est également envisagée comme point de départ pour Nautilus, ce qui en fera l'un des premiers systèmes hybrides en Europe.



Le **projet TritonLink** présent dans ce plan de développement répond à un besoin similaire, à savoir celui de combiner l'intégration d'énergie renouvelable avec la création d'une nouvelle capacité d'interconnexion entre la Belgique et le Danemark. Ce projet est d'ailleurs directement repris dans la déclaration des Ministres de l'Énergie effectuée à Esbjerg le 18 mai 2022 : « *La Belgique et le Danemark travailleront en étroite collaboration sur des projets hybrides d'énergie renouvelable, y compris la connexion entre l'île énergétique danoise et l'île énergétique belge.* »[10]

La figure ci-dessous reprend ces différents projets afin de mieux se les représenter. Nous pouvons notamment y voir qu'une connexion de TritonLink à l'île Princesse Elisabeth est envisagée. Comme décrit dans la section relative à TritonLink, la faisabilité technique d'une telle solution et donc son timing d'implémentation reste encore à déterminer.

FIGURE 4.2 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DES DÉVELOPPEMENTS OFFSHORE PRÉVUS EN MER BELGE



Compte-tenu des importants besoins identifiés en la matière dans le Chapitre 3 – Identification des besoins du système, des interconnexions supplémentaires (hybrides ou non) sont également à l'étude.

Enfin et compte-tenu de la situation géopolitique en évolution depuis le début de la guerre en Ukraine, le gouvernement a affiché de nouvelles ambitions énergétiques et en particulier celle visant à atteindre 8 GW de capacité de production renouvelable en mer. Des nouvelles études sont prévues afin d'identifier les renforcements à réaliser sur l'infrastructure aussi bien offshore qu'onshore.

Les différents projets énumérés ci-dessus sont décrits plus en détails dans les sections qui suivent.

10 The Declaration of Energy Ministers on the North Sea as a Green Power Plant of Europe, 18/05/2022

4.2.1. L'ÎLE PRINCESSE ELISABETH - EXTENSION DU MOG

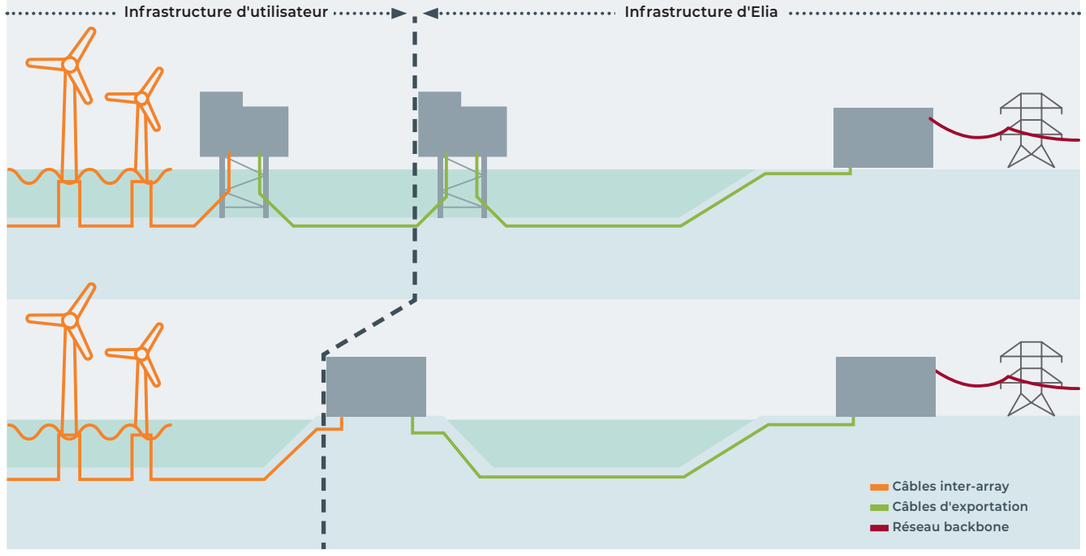
PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Île Princesse Elisabeth	Construction d'un île énergétique pour le raccordement de l'éolien offshore et interconnexions supplémentaires + partie AC	1	Oui	Planifié	2027-2029	Planifié
	Construction de la partie DC de l'île énergétique	2	Non	Planifié	2029	Planifié

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le 20 avril 2018, le précédent gouvernement fédéral a approuvé la Stratégie Énergétique fédérale. Celle-ci suit l'objectif fixé dans le pacte énergétique interfédéral de disposer en 2030 d'un mix énergétique avec au minimum 4 GW d'énergie renouvelable produite en mer. L'ambition est née de cette stratégie de permettre de nouvelles concessions pour la production d'énergie éolienne en mer du Nord, qui seront attribuées par le biais d'une procédure d'appel d'offres.

Les principes pour la réalisation de cette ambition ont ensuite été fixés dans une note de principes et finalement transcrits dans la loi électricité du 12 mai 2019. Ce faisant, la condition à l'approbation du « Modular Offshore Grid – Phase 2 », telle que reprise dans le plan de développement fédéral 2020-2030, a été remplie. Elia s'est ainsi vue confier la responsabilité de déterminer l'infrastructure optimale afin de connecter sur son réseau entre 1,75 GW et 2,1 GW de capacité éolienne offshore supplémentaire. La grande nouveauté par rapport à la première phase du Modular Offshore Grid réside dans le fait qu'Elia est désormais également responsable de la transformation depuis la moyenne tension (66 kV) vers la haute tension (220 kV). En effet, lors de la première phase, en plus de la plateforme OSY[11] d'Elia, chaque parc devait construire une plateforme afin de réaliser la nécessaire transformation du 220 kV vers la tension utilisée par les éoliennes en mer (alors de 33 kV). Dans le cadre du projet d'île énergétique, toutes ces fonctions seront concentrées sur celle-ci, ce qui aura pour effet d'en limiter l'impact environnemental et les coûts. Cette évolution dans la responsabilité conférée à Elia est représentée sur la Figure 4.3.

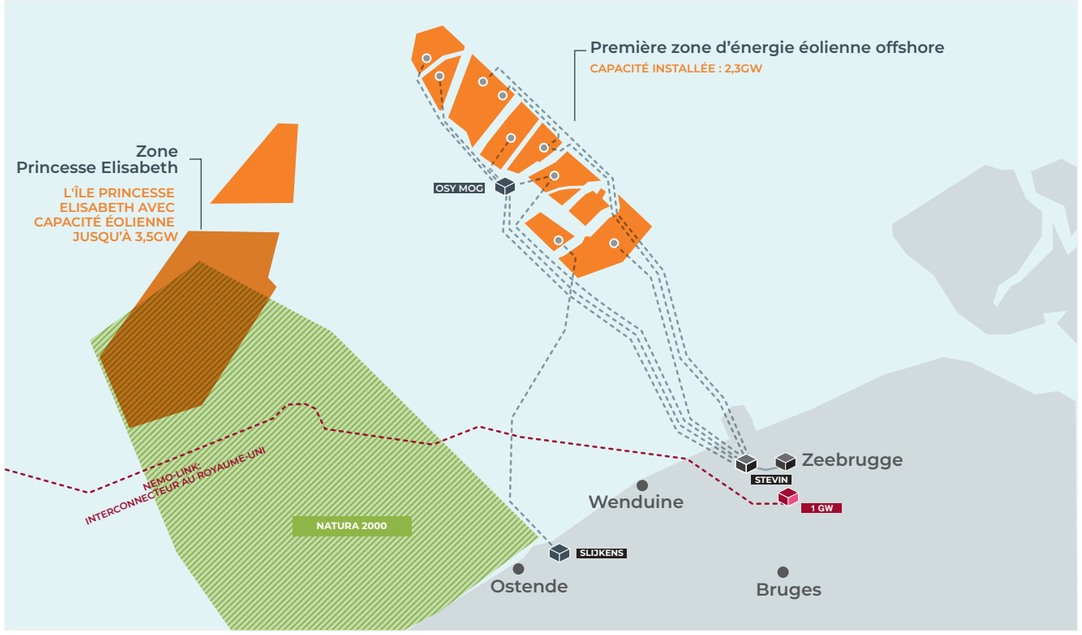
FIGURE 4.3 : EVOLUTION DE LA RESPONSABILITÉ CONFÉRÉE À ELIA ENTRE LA PREMIÈRE PHASE OFFSHORE (EN HAUT) ET LA DEUXIÈME PHASE OFFSHORE (EN BAS)



11 Offshore SwitchYard.

Enfin, au travers d'une lettre transmise à Elia le 16 juin 2021, la ministre de l'énergie a souhaité renforcer les ambitions belges en matière d'énergies renouvelables produites en mer en visant désormais une capacité supplémentaire allant de 3,15 GW à 3,5 GW. L'ensemble des parcs en mer ainsi que les infrastructures nécessaires à leur raccordement sur le réseau devront trouver leur place dans de nouvelles zones identifiées dans le Plan d'Aménagement des Espaces Marins 2020-2026 [BEL-8] et désormais connues sous le nom de « Zone Princesse Elisabeth ». Cette même note demande également de prévoir les infrastructures de transport de telle sorte qu'elles puissent, à terme, participer à la réalisation d'un réseau de hubs énergétiques en mer du Nord. En d'autres termes, les infrastructures du projet d'«île Princesse Elisabeth» doivent être à même de répondre à deux besoins majeurs : 1) l'intégration d'énergies renouvelables produites en mer belge dans le système électrique belge et européen ; 2) l'accès à des énergies renouvelables produites ailleurs en mer du Nord. Ces enjeux sont majeurs si l'on ambitionne d'atteindre la neutralité carbone, d'autant plus pour un pays comme la Belgique disposant de surfaces marines limitées par rapport à d'autres pays.

FIGURE 4.4 : LOCALISATION DES DIFFÉRENTES PHASES DE DÉVELOPPEMENT OFFSHORE EN MER BELGE



Le 15 octobre 2021, Elia a transmis sa proposition d'extension du Modular Offshore Grid aux autorités concernées. Dans cette proposition, Elia expose les paramètres de design du MOG2 et les variantes envisagées. Les variantes sont ensuite comparées selon différents critères. La localisation de l'infrastructure ainsi que le tracé des câbles sont également étudiés. Le 23 décembre 2021, le Conseil des ministres a approuvé un projet d'arrêté ministériel fixant le projet d'extension du MOG.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le projet d'« île Princesse Elisabeth » a donc pour but de développer de nouvelles infrastructures de transports en mer afin de raccorder de nouveaux parcs de production d'énergies renouvelables tout en offrant des possibilités de raccordements pour des interconnexions. Le concept reprend les éléments suivants :

- La construction d'une île artificielle offshore (à base de caissons) dans la zone Princesse Elisabeth pour accueillir l'infrastructure de transmission.
- La construction sur l'île de l'infrastructure de transport incluant principalement:
  - Les sous-stations 220 kV
  - Les cabines 66 kV
  - Les transformateurs 220 kV / 66 kV
  - La station de conversion HVDC ainsi que le jeu de barres DC.
  - Les équipements de compensation de la puissance réactive (réactances shunt)

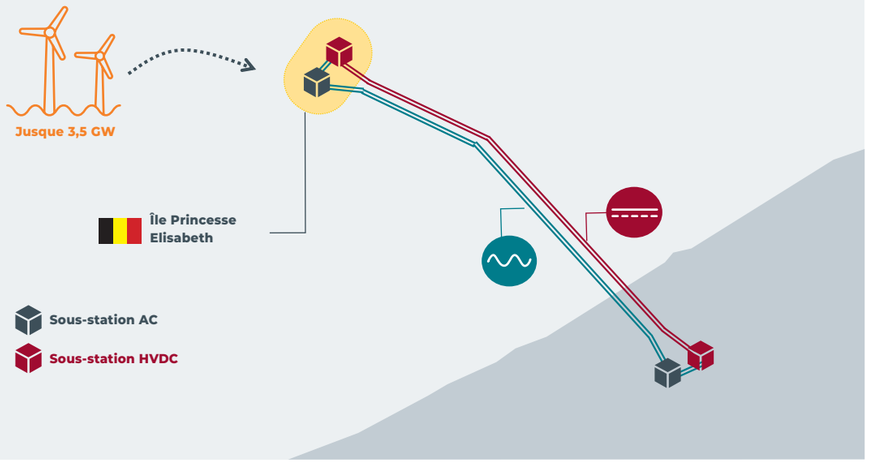
- La construction d'une station de conversion HVDC sur terre, à proximité de la sous-station de TBD. (voir §4.5.2.1 Ventilus)
- L'installation de 6 câbles d'exportation 220 kV en courant alternatif triphasé entre l'île énergétique et la sous-station de TBD 220 kV ainsi que d'un système de câbles d'exportation HVDC 525 kV reliant le convertisseur en mer au convertisseur sur terre (note : chaque câble ou système de câbles aura une longueur d'environ 55 km en mer et 10 km sur terre);
- L'installation de 2 courts câbles sous-terrain 380 kV en courant alternatif triphasé entre le convertisseur HVDC et la sous-station de TBD 380 kV.

La finalisation de l'île est prévue pour 2026 tandis que la mise en service des infrastructures s'étalera entre fin 2027 (raccordement du premier parc) et fin 2029, à condition que les projets de renforcement Ventilus et Boucle du Hainaut soient réalisés dans ces mêmes délais. Par ailleurs, l'île Princesse Elisabeth fait partie intégrante du plan pour la reprise et la résilience de la Belgique (post Covid), approuvé par le conseil de l'Europe le 13 juillet 2021.

Les parcs éoliens (et éventuelles autres sources d'énergie renouvelables) seront connectés en 66kV. Plusieurs transformateurs de puissance vont ensuite élever la tension à 220 kV afin d'acheminer l'énergie plus efficacement sur terre, au travers de câbles AC[12] d'une part et, après conversion en courant continu, au travers d'un système de câble DC d'autre part. Au travers de ces différents investissements dans l'infrastructure de transport, une capacité d'accueil de 3,5 GW sera atteinte pour l'île Princesse Elisabeth. D'un point de vue design de marché, de nouvelles configurations (limites des zones d'enchères) sont analysées pour ce projet afin de maximiser l'intérêt pour la société. Les résultats de ces analyses sont discutés avec les acteurs concernés au sein d'une Task Force initiée par Elia (« Task Force MOG2 »).

Sur terre, comme décrit dans le Chapitre 3 – Identification des besoins du système, des renforcements importants sont nécessaires afin de pouvoir acheminer l'énergie produite en mer vers les centres de consommation, situés actuellement plus loin dans les terres. C'est pourquoi, le raccordement des parcs éoliens dans la zone Princesse Elisabeth (via l'île énergétique) est intimement lié aux projets de nouveaux corridors 380 kV Ventilus et Boucle du Hainaut. La réalisation de Ventilus permettra déjà le raccordement d'un premier bloc de production renouvelable de 700 MW. L'accès exact qui sera octroyé à ce premier bloc, dans l'attente du projet Boucle du Hainaut, est encore à l'étude mais devra tenir compte des congestions sur l'axe Horta-Mercator. Le solde de 2800 MW devra quant à lui quoiqu'il arrive attendre la finalisation du projet Boucle du Hainaut.

FIGURE 4.5 : SCHÉMA DE PRINCIPE DE L'ÎLE PRINCESSE ELISABETH (MOG2)



Plusieurs variantes ont été étudiées pour finalement aboutir à la solution d'un mix AC et DC installé sur une île artificielle. Cette solution permet tout d'abord de réduire le nombre de câbles d'exports par rapport à une solution 100% AC, limitant l'impact environnemental de l'ile et le nombre de points d'atterrage et ainsi la complexité de leur réalisation dans des zones déjà fort sollicitées. C'est également cette solution qui offre le plus de perspectives d'integration dans d'extensions futures[13] du système d'électricité. Rappelons à cet effet que, compte tenu de leur longue distance, les interconnexions en mer auront nécessairement recours à la technologie DC. La présence du convertisseur HVDC et du jeu de barres DC sur l'île Île Princesse Elisabeth permet donc, en combinaison avec des projets d'interconnexions comme Nautilus ou TritonLink (voir ci-après), d'utiliser plus efficacement les infrastructures de l'ile. Par exemple, en période de faible vent, il sera possible d'utiliser de la capacité disponible sur l'ile pour acheminer de l'énergie renouvelable produite à l'étranger et ainsi palier à la variabilité de production propre aux sources d'énergie renouvelable. Cette option aurait été limitée dans le cas d'un projet installé sur des plateformes et impensable dans le cas d'un ayant exclusivement recours à de l'AC. Enfin, la solution du mix AC et DC installé sur une île s'est avérée moins chère que son équivalente ayant recours à des plateformes, compte-tenu de la puissance importante à raccorder.

En résumé, l'ile Princesse Elisabeth tel que présentée est plus respectueuse de l'environnement, plus réaliste, plus respectueuse de l'environnement, plus à même de répondre aux enjeux futurs et aussi moins onéreuse que d'autres alternatives.

Enfin, il est important de préciser que le concept d'île énergétique est actuellement développé avec une attention toute particulière pour l'intégration d'éléments dans son design qui peuvent renforcer le milieu marin en Mer du Nord belge (Nature Inclusive Design), en collaboration étroite avec diverses parties prenantes. Ce concept de Nature Inclusive Design est décrit plus en détail ci-dessous/ci-contre.



12 AC = Alternating Current ou courant alternative, DC = Direct Current ou Courant continu.
13 Il ne s'agit pas ici de l'extension de l'île Princesse Elisabeth en tant que tel.

Nature Inclusive Design

Dès le début de la conception de l'île Princesse Elisabeth, l'attention a été accordée à l'impact sur l'environnement dans lequel elle serait placée. Grâce au développement et à la mise en œuvre de mesures d'atténuation, l'impact du projet sur l'environnement (marin) est évité ou minimisé. D'autre part, un « Nature Inclusive Design » (NID) bien pensé permet de promouvoir certains aspects de l'écosystème marin. La construction de l'île et des autres éléments du projet offre en effet la possibilité de créer et/ou de restaurer des habitats.

Dans ce contexte, Elia a lancé début 2022 un processus de cocréation sur le NID pour l'île Princesse Elisabeth, avec la participation étroite de divers experts de la mer du Nord et de la mer. L'objectif du processus de cocréation est de développer une stratégie NID à mettre en œuvre dans la conception et la construction du projet, couvrant les aspects suivants :

- Cadre des ambitions : quelles espèces et/ou quels habitats privilégier ; quelles zones privilégier (supratidales, intertidales, subtidales peu profondes et profondes, benthiques), etc.
- Quel NID mettre en œuvre ?
- Où mettre le NID en œuvre (emplacement sur/autour de l'île).
- Quand mettre le NID en œuvre (approche par étapes).

La stratégie NID autour de l'île Princesse Elisabeth vise à faciliter autant que possible les (micro) habitats riches. Afin de maximiser les opportunités pour ces habitats, des propositions de Nature Inclusive Design recherchent l'hétérogénéité et la complexité dans leur conception. On pense notamment à ce niveau à l'utilisation de matériaux riches en structure, avec certaines caractéristiques d'habitat, des trous, etc., afin que les poissons trouvent des possibilités supplémentaires de se nourrir, de frayer, de se cacher et de se reposer. D'autre part, le NID peut également avoir des effets positifs sur les espèces qui se fixent sur des substrats durs (ce que l'on appelle l'épifaune), comme les moules, les huîtres, les anémones, les bernacles, les bryozoaires, etc., le NID prévoyant un substrat faisant office de lieu de croissance et d'ancrage (formation d'un récif artificiel).

Toutefois, les différentes conceptions en vue du Nature Inclusive Design ne doivent pas entraîner d'incidences négatives significatives supplémentaires sur la zone Natura 2000 et les autres valeurs naturelles situées à proximité. En outre, elles doivent s'inscrire dans le timing prédéterminé du projet, rechercher un équilibre sain entre les bénéfices pour les habitats et la nature et les coûts de construction associés, et les propositions Nature Inclusive Design doivent être techniquement faisables, être réalisables de manière sûre et nécessiter peu d'entretien.



4.2.2. NAUTILUS

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Nautilus	Deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni	3	Oui	Pour approbation	2030	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le projet Nautilus faisait déjà partie du précédent plan de développement fédéral. Entre-temps, les contours du projet ont été précisés, en partenariat avec National Grid Ventures. Ce projet revient dans le présent plan « pour approbation » sous une forme hybride et présente les motivations suivantes:

1. L'intégration d'énergies renouvelables dans le système énergétique belge et européen ;
2. Le développement du marché européen ;
3. L'augmentation de la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

Dans le contexte du Green Deal européen visant la neutralité carbone en 2050, nous savons que les énergies renouvelables joueront un rôle décisif. La stratégie sur les énergies renouvelables en mer publiée par la Commission Européenne en novembre 2020 fixait déjà un objectif de 60 GW d'éolien en mer d'ici 2030 et 300 GW d'ici 2050. Compte-tenu de son immense potentiel, la mer du nord sera la pierre angulaire de l'atteinte de cet objectif et le Royaume Uni sera un allié de taille dans ce grand défi.

Pour un pays comme la Belgique, ayant déjà exploité (après le développement de la zone Princesse Elisabeth) une grande partie de son potentiel éolien en mer, intensifier l'intégration d'énergies renouvelables dans le système énergétique passe inévitablement par le renforcement de sa capacité d'interconnexion avec des pays présentant un potentiel de production en mer important. Ce n'est donc pas un hasard si le 23 février 2022, la Belgique et le Royaume Uni ont signé un Memorandum of Understanding (MoU) afin de renforcer leur coopération sur le plan énergétique. Parmi les engagements pris dans ce MoU : le développement d'une deuxième interconnexion avec le Royaume Uni sous la forme d'un système hybride, connue sous le nom de Nautilus est prévu.

Comme décrit en long et en large dans le Chapitre 3 – Identification des besoins du système, le développement d'interconnexions hybrides en des endroits bien sélectionnés permet, pour un coût réduit, de rencontrer aussi bien l'objectif de l'intégration du renouvelable et celui du renforcement des capacités d'interconnexions.

De plus, en se raccordement directement sur l'île Princesse Elisabeth, Nautilus favorise l'émergence d'un véritable réseau HVDC en mer du Nord (§4.6.1 North Sea Offshore Grid). En effet, en fonction des évolutions technologiques évoquées dans la section 2.3 La technologie dans la transition énergétique, le couplage de Nautilus avec d'autres interconnexions (par ex : TritonLink) non seulement procurera à la Belgique un accès privilégié aux énergies renouvelables produites en mer du Nord mais permettra également un partage optimal de ces ressources en Europe.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le projet Nautilus consiste en un système hybride combinant les fonctions d'interconnexion et de raccordement éolien. En se connectant sur l'île Princesse Elisabeth, Nautilus partagera avec ces parcs, la capacité de transport entre l'île et la côte belge. Ce faisant, sans ajouter de nouvelles infrastructures entre l'île et la côte belge, de la capacité d'interconnexion supplémentaire sera disponible entre le Royaume Uni et la Belgique dès que les parcs éoliens de l'ile n'injectent pas à pleine puissance. Une telle situation sera fréquemment observée étant donné que le facteur de charge de l'éolien en mer sera d'environ 50% à l'horizon 2030.

En tant que tel, le projet Nautilus comprend les éléments suivants :

- L'installation d'un convertisseur HVDC 525 kV de 1,4 GW au Royaume-Uni, sur la côte est;
- L'installation d'un système de câbles HVDC 525 kV d'une capacité de 1,4 GW reliant ce convertisseur à celui de l'île Princesse Elisabeth.

À l'heure actuelle, l'opportunité de raccorder un parc éolien du côté anglais sur Nautilus est encore à l'étude. Un tel raccordement nécessiterait l'ajout d'une plateforme de conversion HVDC en mer anglaise. L'analyse coût-bénéfice réalisée dans le cadre du présent document tient néanmoins compte de la solution de référence pour Nautilus, à savoir sans parc offshore et sans plateforme côté anglais.

La réalisation conjointe de l'île Princesse Elisabeth et de Nautilus résultera en une interconnexion HVDC multi-terminaux, l'une des premières en Europe. Comme abordé dans la section 2.3 relative aux évolutions technologiques, cette nouveauté va de pair avec de nombreux défis dans tous les domaines du projet.

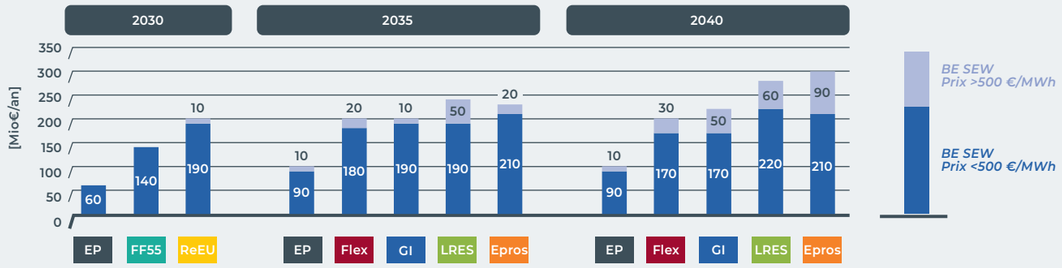
Compte-tenu des éléments décrits ci-dessus, la mise en service de Nautilus dépendra directement de la partie HVDC du projet d'ile actuellement prévue au plus tôt en 2030. La réalisation à la fois de Ventilus (§4.5.2.1) et Boucle du Hainaut (§4.5.2.2) reste une condition nécessaire.

CALCUL DES INDICATEURS DE MARCHÉ POUR NAUTILUS

Cette section donne un aperçu des bénéfices qui résulteront de la réalisation de Nautilus, conformément à l'explication fournie au §1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal.

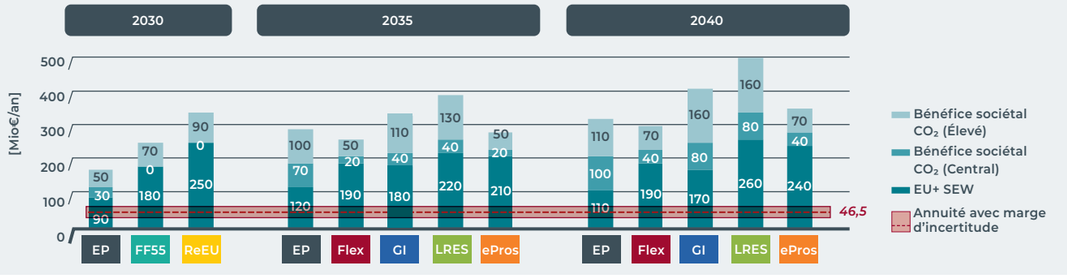
La Figure 4.6 illustre l'augmentation de la bien-être socio-économique belge pour les différents scénarios et horizons de temps. Une répartition est faite entre le bien-être généré lorsque le prix de gros simulé est inférieur à 500 €/MWh et celui généré lorsque le prix est supérieur à 500 €/MWh. De cette manière, une distinction claire peut être faite entre le bien-être généré dans des conditions « normales » et celui généré en cas de « pénurie » ou de « quasi-pénurie ». L'analyse coûts-bénéfices a été réalisée sous l'hypothèse de l'intégration au marché la plus efficace, au moyen d'une zone d'enchères offshore pour la production éolienne offshore connectée.

FIGURE 4.6 : BIEN-ÊTRE BELGE GÉNÉRÉ PAR LE PROJET NAUTILUS



La Figure 4.7 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique européen pour les différents scénarios et horizons. Les bénéfices supplémentaires pour la société résultant de la réduction des émissions de CO_2 sont également indiqués. La Figure 8 illustre la réduction correspondante des émissions de CO_2 et l'intégration accrue des énergies renouvelables dans le système électrique.

FIGURE 4.7 : BIEN-ÊTRE EUROPÉEN GÉNÉRÉ PAR LE PROJET NAUTILUS



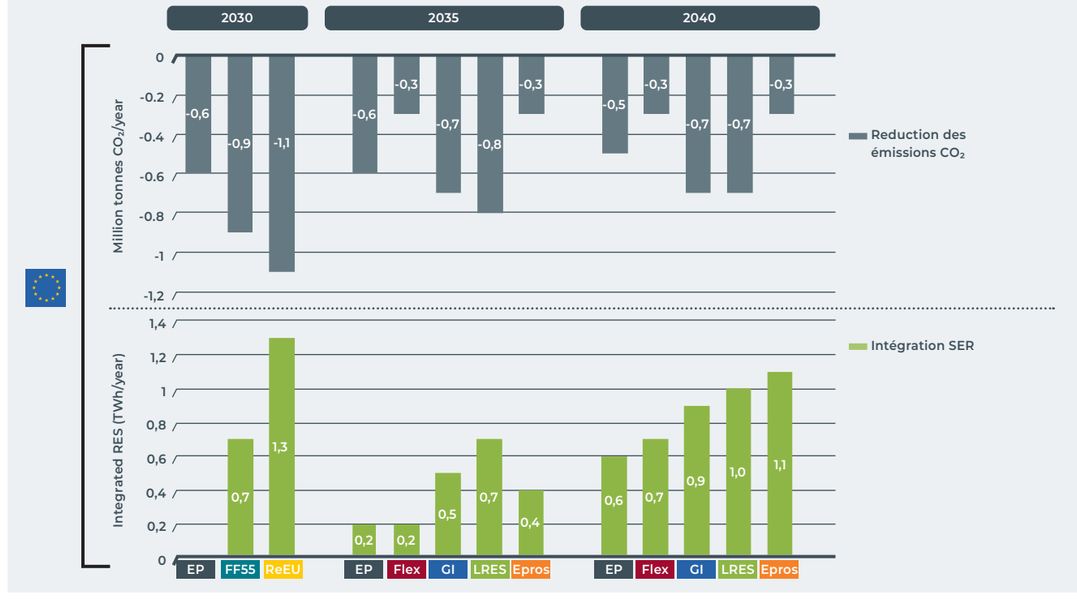
Dans tous les scénarios, la réalisation de Nautilus génère une augmentation substantielle et stable du bien-être, tant au niveau belge qu'européen. Cette augmentation du bien-être montre une légère tendance à la hausse au niveau belge. Au niveau européen, on observe une stabilisation entre 2030 et 2035, mais un bien-être croissant à l'horizon 2040. La Figure 4.7 montre aussi clairement que la création de bien-être dépasse le coût estimé du projet dans tous les scénarios.

L'amélioration du bien-être dans tous les scénarios est fortement influencée par l'intégration croissante de l'énergie (renouvelable) bon marché produite au Royaume-Uni (jusqu'à 50 GW d'énergie éolienne offshore en 2030 et jusqu'à 90 GW en 2040) dans le système électrique et par les fortes différences de prix attendues entre la Belgique et le Royaume-Uni (§2.1.7.2 Évolution des différences de prix sur le marché de gros de l'électricité). L'amélioration du bien-être de la Belgique est donc plus prononcée pour les scénarios prévoyant un degré élevé d'électrification et d'intégration des énergies renouvelables : « FF55 », « ReEU », « Large scale e-RES » et « E-prosumers ». Le prix de gros moyen simulé en Belgique est supérieur à celui du Royaume-Uni dans tous les scénarios, avec une différence de prix absolue moyenne comprise entre 20 €/MWh et 25 €/MWh.

En ce qui concerne l'impact sur les émissions de CO_2 dans le système électrique, la Figure 8 montre une tendance à la baisse dans tous les scénarios en fonction du temps. C'est un effet tout à fait normal. En effet, au fur et à mesure de la transition énergétique, la production d'électricité comprendra de plus en plus d'énergies renouvelables et sera moins intensive en CO_2. Il y aura donc naturellement « moins » de potentiel de réduction des émissions de CO_2. Cela est également visible dans la deuxième partie de la figure, où il est clair que l'intégration des énergies renouvelables augmente.

Une observation intéressante est que dans le scénario « E-prosumers », la réduction des émissions de CO_2 est la plus faible. Il s'agit du scénario avec le plus haut degré d'électrification et donc aussi la plus forte augmentation de la charge. Par conséquent, dans ce scénario, un pourcentage plus faible de la charge électrique totale sera couvert par les énergies renouvelables, ce qui nécessitera une production d'électricité à base de combustibles fossiles plus importante que dans les scénarios « Global Import » et « Large scale E-RES ». Pour interpréter ces chiffres, il est très important de se rappeler qu'ils ne prennent en compte que l'impact sur les émissions de CO_2 du système électrique, et non celui de l'ensemble du système énergétique. Par exemple, dans le cas de « Global Import », la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sera moins importante, étant donné la baisse de la demande d'électricité, mais la consommation de combustibles fossiles dans tous les secteurs sera plus importante. La principale conclusion est que, dans tous les scénarios, l'interconnecteur permet d'intégrer davantage d'énergies renouvelables dans le système électrique et de réduire les émissions de CO_2.

FIGURE 4.8 : RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 ET INTÉGRATION DES SER GRÂCE À LA RÉALISATION DU PROJET NAUTILUS



Le scénario « Flex », comme expliqué précédemment, est une sensibilité du scénario « E-prosumers », où la flexibilité du système a été fortement augmentée. L'intégration d'une grande flexibilité dans le système réduit de manière limitée l'augmentation du bien-être résultant de Nautilus. Cela indique que les moyens de flexibilité disponibles sont déjà en partie responsables de la génération de bien-être et de l'intégration supplémentaire des énergies renouvelables. Compte tenu des grandes différences de prix, l'augmentation du bien-être reste également très élevée dans ce scénario, ce qui indique que le développement de la flexibilité dans le système est complémentaire au développement de l'interconnecteur.

Sur la base des résultats des différents scénarios simulés, les éléments les plus importants à surveiller concernant ces bénéfices sont les suivants :

- L'évolution de l'éolien offshore et du parc nucléaire au Royaume-Uni ;
- L'évolution de la capacité d'échange totale du marché entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale. Une évolution plus lente que celle supposée dans le réseau de référence entraînera une plus grande création de bien-être par Nautilus et inversement.

4.2.3. TRITONLINK

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
TritonLink	Nouvelle interconnexion HVDC hybride Belgique - Danemark	4	N	Conditionnel	2031-2032	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le projet TritonLink présente les motivations suivantes :

1. L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique belge et européen ;
2. Le développement du marché européen ;
3. L'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en Belgique.

La Belgique ne dispose pas d'un potentiel d'énergie renouvelable suffisant à l'intérieur de ses propres frontières maritimes et terrestres pour décarboner l'ensemble du système énergétique belge [ELI-3]. C'est pourquoi la Belgique doit chercher des partenaires disposant d'un excédent d'énergie renouvelable. Le Danemark est un tel partenaire en raison de son grand potentiel en matière d'éolien offshore.

Ce projet est une matérialisation concrète de la coopération entre la Belgique et le Danemark dans le domaine des énergies renouvelables et de la nécessaire interconnexion (comme récemment inclus dans la déclaration d'Esbjerg du 18 mai 2022, adoptée par les ministres de l'Énergie de la Belgique, du Danemark, de l'Allemagne et des Pays-Bas). Il peut également contribuer à d'éventuelles obligations futures (comme le prévoit la proposition de la Commission européenne dans le cadre de la révision de la directive sur les énergies renouvelables) concernant les projets communs en matière d'énergies renouvelables entre les États membres.

Grâce à son caractère hybride, le TritonLink remplit plusieurs fonctions. Le projet rend le système électrique européen plus écologique en intégrant 3 GW d'éolien offshore[14]. Comme le montre le calcul des indicateurs de marché ci-dessous, la réalisation de ce projet entraînera une réduction significative des émissions de CO_2 à l'échelle européenne. Il convient de noter que la réduction des émissions doit toujours être considérée à l'échelle européenne, car ses effets ne se limitent évidemment pas aux frontières nationales.

Si la capacité de transport n'est pas (entièrement) utilisée pour le transport de l'éolien offshore, la capacité de transport restante peut être utilisée pour l'échange d'électricité entre la Belgique et le Danemark. Cela permettra de réduire les différences de prix entre les deux pays et d'utiliser au maximum les infrastructures.

Le projet crée une toute nouvelle frontière électrique entre des pays qui ne sont pas encore directement reliés. Cette nouvelle frontière renforcera la sécurité d'approvisionnement de la Belgique et du Danemark. Cet effet est renforcé par la décorrélation des forces de vent dans les eaux belges et danoises, comme le montre la Figure 3.13 - Corrélation entre l'apport éolien offshore belge et l'Europe en %. Plus cette décorrélation est importante (ou plus la corrélation est faible), plus il est probable que la production éolienne soit différente à un moment donné. Lorsque la production éolienne est faible au large de la côte belge, il est plus probable que la production éolienne soit plus importante dans les eaux danoises, et inversement. Compte tenu de la volatilité de la production renouvelable, une telle répartition de la production présente un avantage considérable.

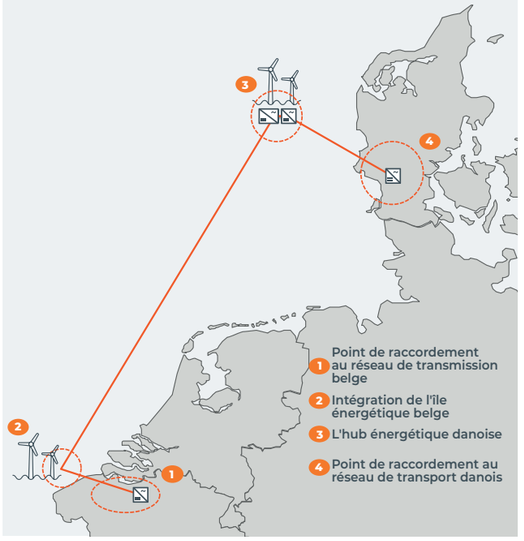
L'interconnecteur de 700 km de long entre la Belgique et le Danemark constitue une prouesse technique qui donnera une longueur d'avance mondiale en matière d'innovation à Elia, à Energinet et à toutes les entreprises impliquées. En s'appuyant sur les compétences et l'expérience ainsi acquises, des projets supplémentaires pourront être réalisés à un stade ultérieur de la transition énergétique.

14 Les 3 GW correspondent à la capacité de production d'énergie éolienne qui sera connectée au hub énergétique danois au cours de cette phase. Il ne s'agit pas de la capacité des connexions.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le TritonLink comprend la construction d'une interconnexion hybride avec le Danemark. Le projet est dit hybride parce qu'il combine le raccordement de sources d'énergie renouvelable - sous la forme d'éolien offshore - avec la création d'une nouvelle capacité de transport entre la Belgique et le Danemark.

FIGURE 4.9 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DU TRITONLINK



L'ambition des autorités danoises est de créer un hub énergétique en mer du Nord. Dans un premier temps, le hub danois sera le point de raccordement de 3 GW d'éolien offshore. Dans une phase ultérieure, l'objectif est d'étendre le hub et de servir de point de raccordement pour 10 GW d'éolien offshore. Pour passer à 10 GW d'éolien offshore, des connexions supplémentaires vers les pays environnants seront nécessaires. Le TritonLink sera un maillon essentiel pour la création d'une liaison nord-sud en mer du Nord et de l'infrastructure de réseau offshore maillée correspondante. Cela assure à la Belgique qu'elle pourra accéder à l'avenir à l'énorme potentiel d'énergie éolienne de la mer du Nord. Cette nécessité a été clairement expliquée au §3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore.

Les autorités belges et danoises ont signé un « Memorandum of Understanding » en avril 2021 pour étudier l'utilité et la faisabilité d'une interconnexion entre la Belgique et le Danemark, qui intègre 3 GW d'éolien offshore danois. L'étude de faisabilité a indiqué le potentiel de l'interconnexion et a conduit à un renforcement de la coopération entre les deux pays via un « Memorandum of Agreement » en novembre 2021. Dans le même temps, Elia Transmission Belgium a conclu un accord de coopération avec le gestionnaire du réseau de transport danois Energinet pour poursuivre le développement du projet.

En raison de la distance entre la Belgique et le hub danois - plus de 700 kilomètres - le courant continu est la seule solution technique. Elia Transmission Belgium cherche à maximiser la capacité de transport de la liaison entre la Belgique et le hub danois car le coût relatif de l'augmentation de la capacité de transport du câble est limité par rapport au coût total du projet. À titre de référence, une liaison de 2 GW est supposée, car elle est aujourd'hui considérée comme la plus grande capacité techniquement réalisable qui peut être intégrée au réseau de transport belge de manière fiable et efficace. Le Danemark prévoit quant à lui une liaison de 1,4 GW entre les terres danoises et le hub danois.

Les points de raccordement concrets en Belgique et au Danemark ainsi que le possible tracé du câble onshore et offshore font l'objet d'une étude, les différentes options étant évaluées les unes par rapport aux autres. Étant donné que la capacité d'accueil totale de 7 GW à la côte belge, qui résulte de la réalisation des projets Ventilus (§4.5.2.1 Ventilus) et Boucle du Hainaut (§4.5.2.2 Boucle du Hainaut), est déjà entièrement occupée, il convient d'étudier un point de raccordement plus loin dans le réseau pour le raccordement de TritonLink. La réalisation de Ventilus et de la Boucle du Hainaut fournit un réseau robuste et maillé, qui est également essentiel pour l'intégration fiable d'une telle liaison HVDC dans le réseau onshore. Les études de réseau indiquent qu'un raccordement au réseau 380 kV d'Anvers ou de Gand est approprié, à condition que certains renforcements nécessaires du backbone interne soient effectués à temps. Il s'agit plus précisément de l'upgrade de la liaison Mercator-Massenhoven, qui découle aussi clairement de l'identification des besoins en matière de capacité d'accueil sur le backbone(voir §3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV).

La liaison entre la Belgique et le Danemark sera amenée sur l'île Princesse Elisabeth et se poursuivra ensuite jusqu'au point de raccordement dans la région de Gand ou d'Anvers. De l'infrastructure doit être prévue à cet effet sur l'île, à savoir un GIS DC ainsi que les travées DC associées afin de pouvoir y raccorder les câbles DC[15]. Cela permettra à l'avenir de combiner le TritonLink avec MOG 2 et Nautilus, lorsque la technologie nécessaire sera disponible et fiable.

Le projet TritonLink est à l'étude avec une date de mise en service prévue en 2031-2032.

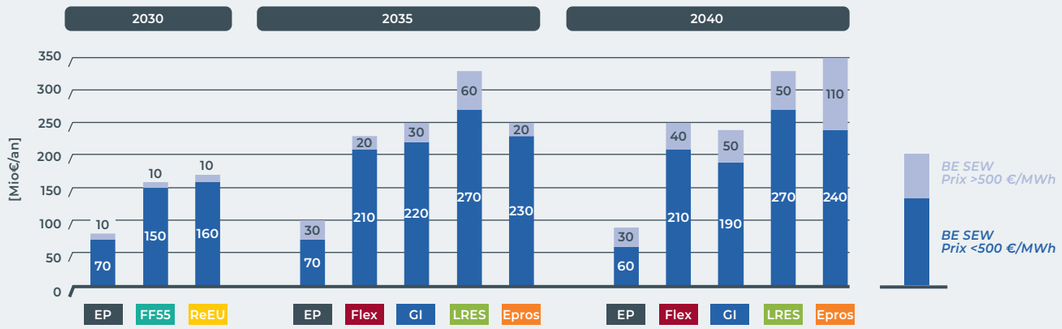
15 Il s'agit ici d'installations en vue de raccorder entre eux di"fférents éléments en courant continu. Il n'y a pas de station de conversion supplémentaire nécessaire.

CALCUL DES INDICATEURS DE MARCHÉ POUR TRITONLINK

Cette section donne un aperçu des bénéfices qui résulteront de la réalisation du TritonLink, conformément à l'explication fournie au §1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal.

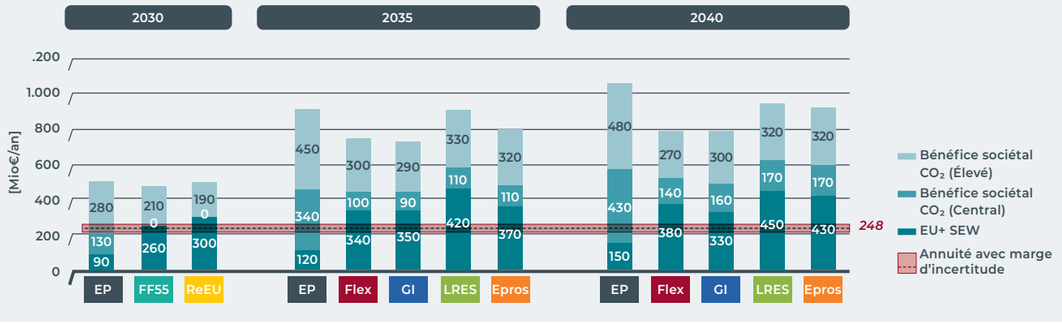
La Figure 4.10 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique belge pour les différents scénarios et horizons de temps. Une répartition est faite entre le bien-être généré lorsque le prix est inférieur à 500 €/MWh et celui généré lorsque le prix est supérieur à 500 €/MWh. De cette manière, une distinction claire peut être faite entre le bien-être généré dans des conditions « normales » et celui généré en cas de « pénurie » ou de « quasi-pénurie ».

FIGURE 4.10 : BIEN-ÊTRE BELGE GÉNÉRÉ PAR LE PROJET TRITONLINK



La Figure 4.11 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique européen pour les différents scénarios et horizons de temps. Les bénéfices supplémentaires pour la société résultant de la réduction des émissions de CO_2 sont également indiqués. La Figure 12 illustre la réduction correspondante des émissions de CO_2 et l'intégration accrue des énergies renouvelables dans le système électrique.

FIGURE 4.11 : BIEN-ÊTRE EUROPÉEN GÉNÉRÉ PAR LE PROJET TRITONLINK



Dans tous les scénarios, la réalisation de TritonLink génère une augmentation substantielle et stable du bien-être, tant au niveau belge qu'européen. Cette augmentation du bien-être reste au niveau belge pratiquement équivalente au fil du temps pour chacun des scénarios, hormis le scénario « E-prosumers », où une augmentation significative est observable entre 2035 et 2040.

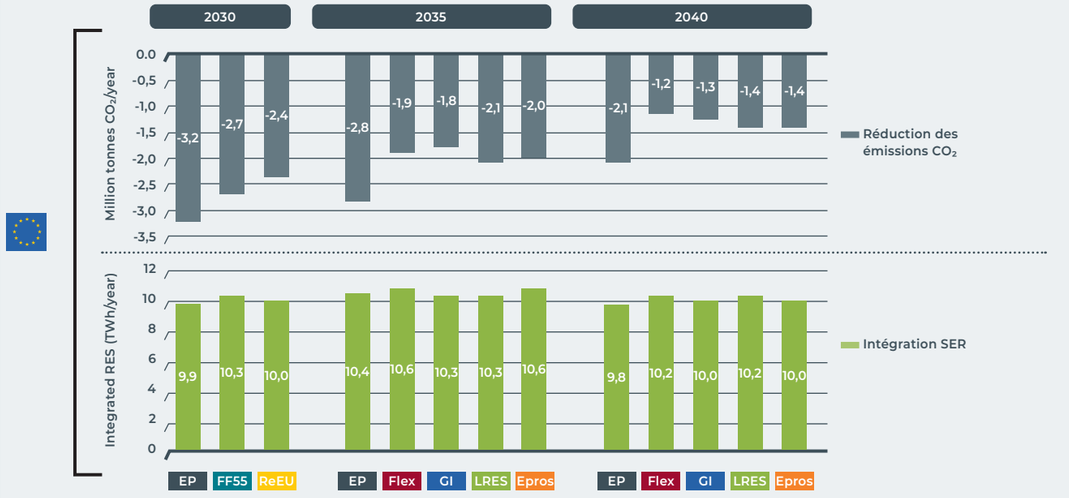
L'augmentation du bien-être dans les différents scénarios est principalement due à l'intégration de 3 GW d'énergie renouvelable. L'amélioration du bien-être de la Belgique est donc la plus prononcée pour les scénarios prévoyant un degré élevé d'électrification et d'intégration des énergies renouvelables : « Large scale e-RES » et « E-prosumers ».

Un facteur très important de la création de bien-être que permet le projet TritonLink est lié à la réduction des émissions de CO_2 (Figure 4.12). La forte réduction des émissions de CO_2 crée un bien-être supplémentaire pour la société européenne qui est du même ordre de grandeur que le bien-être socio-économique (B1) et le dépasse souvent.

En ce qui concerne l'impact sur les émissions de CO_2 dans le système électrique, une tendance à la baisse peut être observée dans tous les scénarios en fonction du temps. C'est un effet tout à fait normal. En effet, au fur et à mesure de la transition énergétique, la production d'électricité contiendra de plus en plus de sources d'énergies renouvelables et sera moins intensive en CO_2. Il y aura donc naturellement « moins » de potentiel de réduction des émissions de CO_2. Toutefois, comme le coût sociétal du CO_2 augmente également au fil du temps, les bénéfices associés au niveau européen restent plus ou moins constants, comme l'illustre la Figure 4.11. Pour le scénario « Established Policies », les bénéfices liés à la réduction des émissions sont même plusieurs fois supérieurs au bien-être socio-économique. C'est logique, car dans ce scénario, la quantité d'énergie renouvelable dans le système est la plus faible, et le potentiel de réduction des émissions de CO_2 est donc élevé.

La présence de très grandes quantités de moyens flexibles dans le système a également ici un effet modérateur limité sur l'augmentation du bien-être.

FIGURE 4.12 : RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 ET INTÉGRATION DES SER GRÂCE À LA RÉALISATION DU PROJET TRITONLINK



La quantité d'énergie renouvelable qui peut être intégrée dans le système électrique est plus ou moins égale à ~10 TWh pour tous les scénarios. Ces chiffres s'expliquent en grande partie par la production d'énergie du parc éolien de 3 GW qui peut être connecté au réseau onshore par le TritonLink.

La comparaison de l'annuité du projet avec le bien-être européen (cf. Figure 4.11) démontre que le rapport coût-bénéfice du projet est positif dans tous les scénarios, compte tenu du scénario « High » pour le coût sociétal des émissions de CO_2. En tenant compte du scénario « Central » pour le coût sociétal des émissions de CO_2, la comparaison coûts-bénéfices est positive dans tous les scénarios à partir de 2035. Pour ces horizons de temps, cette comparaison coûts-bénéfices est même positive si l'on considère uniquement le bien-être socio-économique européen pour tous les scénarios, à l'exception du scénario « Established Policies ». Compte tenu du rapport coût-bénéfice positif au niveau européen, ce projet peut bénéficier du label PCI[16] et prétendre à des subventions européennes par le biais du Fond CEF[17]. Elia va donc soumettre ce projet comme candidat pour la sixième liste PCI, qui sera déterminée par la Commission européenne en 2023. L'obtention de fonds suffisants, de telle sorte que la somme des bénéfices et des subsides dépasse les coûts du projet, dont le niveau exact sera cependant déterminé ultérieurement, est la condition préalable à la décision d'investissement de ce projet.

Dans la Déclaration d'Esbjerg, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Danemark et la Belgique ont exprimé leur ambition de faire de la mer du Nord une centrale électrique verte. Le TritonLink est la première pièce du puzzle de cette ambition. L'ajout au TritonLink d'éolien offshore supplémentaire et de liaisons d'interconnexion vers d'autres zones d'enchères permettra une plus grande convergence des prix et une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système européen.

16 Project of Common Interest.
17 Connecting European Facilities.

4.2.4. OFFSHORE ENERGY HUB

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Offshore Energy Hub	Réalisation d'une sous-station HVDC sur l'île énergétique pour créer un hub énergétique	5	Non	Conditionnel	2035-2040	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Un hub énergétique consiste en un ensemble de sources d'énergie renouvelable (ex : parcs éoliens), d'unités de stockage voire même de charges connectées en un point central offshore en vue de distribuer l'énergie aux pays alentours. La création d'un hub énergétique dans la partie belge de la mer du Nord apparaît clairement dans l'identification des besoins (voir Chapitre 3 Identification des besoins du système) comme une pierre angulaire de l'intégration efficace des sources d'énergie renouvelable en Europe et en Belgique. En effet, un tel hub énergétique offre non seulement à la Belgique une formidable porte d'entrée vers le potentiel considérable en sources d'énergie renouvelable en mer du Nord mais il favorise également, en combinaison avec les interconnexions sur terre, un partage maximal de cette énergie entre les différents pays.

De plus, dans sa lettre adressée à Elia le 16 juin 2021, la ministre de l'énergie stipule clairement son souhait de prévoir, sur l'île énergétique, les infrastructures de transport de telle sorte que l'île puisse, à terme, participer à la réalisation d'un réseau de hubs énergétiques en mer du Nord. Cet objectif a été par la suite validé par le conseil des ministres le 15 octobre 2021.

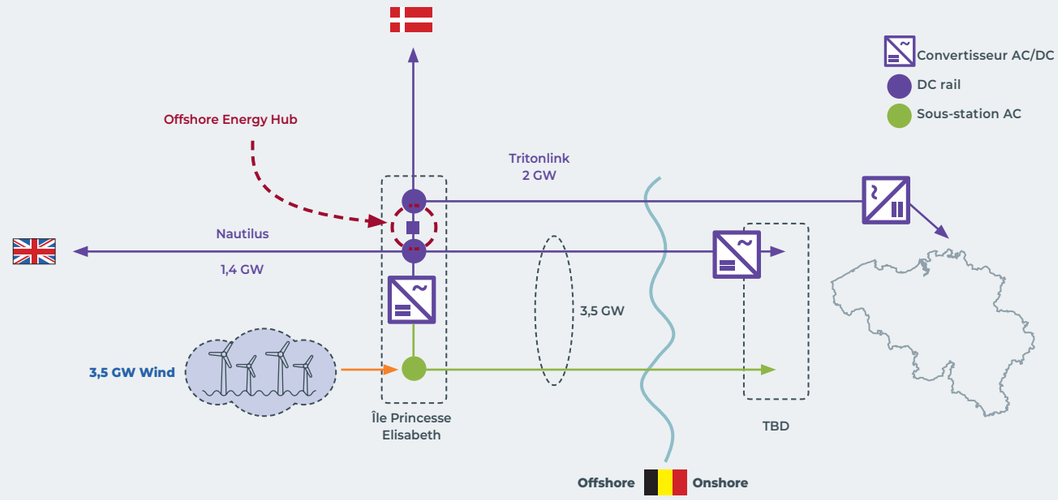
La création d'un hub énergétique, i.e. d'un nœud offshore commun à plusieurs liens vers d'autres hubs, d'autres pays et également vers le réseau terrestre belge, ferait émerger des nouveaux chemins en mer. Tout d'abord, cette mise en commun offrirait à l'île énergétique une troisième sortie vers le réseau belge, et de ce fait la possibilité d'intégrer encore davantage de sources d'énergies renouvelables dans le système électrique belge. De plus, en présence d'un tel nœud commun à Nautilus et TritonLink, de l'énergie pourrait directement être acheminée de la Grande-Bretagne au Danemark, sans transiter par le réseau onshore belge. Ceci pourrait contribuer à libérer de la capacité d'accueil pour de nouveaux utilisateurs sur le réseau onshore tout en favorisant les échanges au niveau européen. Ces échanges facilités pourraient également mener à meilleure utilisation de la capacité de production des énergies renouvelables en mer en réduisant les quantités d'énergies renouvelable non dispatchées (« spilled energy »).

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le projet d' « île Princesse Elisabeth », comme décrit ci-dessus, prévoit de donner une première impulsion importante au projet de hub énergétique en mer. En effet, la présence sur l'île artificielle d'un convertisseur HVDC ainsi que d'espaces pour le raccordement de câbles HVDC supplémentaires (en plus de la liaison HVDC prévue pour MOG2) rendent possible la venue sur l'île des projets Nautilus et TritonLink.

Le nœud commun évoqué plus tôt nécessite néanmoins de pouvoir coupler le système hybride formé par Nautilus et l'île Princesse Elisabeth d'une part et TritonLink d'autre part. Un tel couplage ne peut s'envisager qu'en installant un disjoncteur à courant continu (« DC circuit breaker »), ou technologie équivalente, à l'interface entre ces 2 systèmes. Ceci afin de pouvoir isoler les 2 systèmes en cas de défaut sur l'un d'entre eux et éviter ainsi la perte simultanée de Nautilus, l'île DC et TritonLink. Ce principe de « sélectivité » est développé plus en détails dans la section 2.3 La technologie dans la transition énergétique. Comme développé dans cette section, il subsiste de l'incertitude quant à la faisabilité technique d'un tel équipement. C'est la raison pour laquelle la finalisation du projet de hub énergétique est prévue au-delà de 2035. Le projet est de ce fait également proposé pour approbation conditionnelle. La condition est l'atteinte de la maturité technologique pour cet équipement.

FIGURE 4.13 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DE L'OFFSHORE ENERGY HUB



CALCUL DES INDICATEURS DE MARCHÉ POUR L'OFFSHORE ENERGY HUB

Cette section donne un aperçu des avantages qui résulteront de la réalisation du hub énergétique offshore, conformément à l'explication fournie au § 1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal. Pour ce projet, seuls les horizons 2035 et 2040 ont été analysés et pas 2030. La réalisation de Nautilus et de TritonLink sont en effet des conditions nécessaires à ce projet et aucun de ces éléments n'est présent dans le réseau de référence 2030.

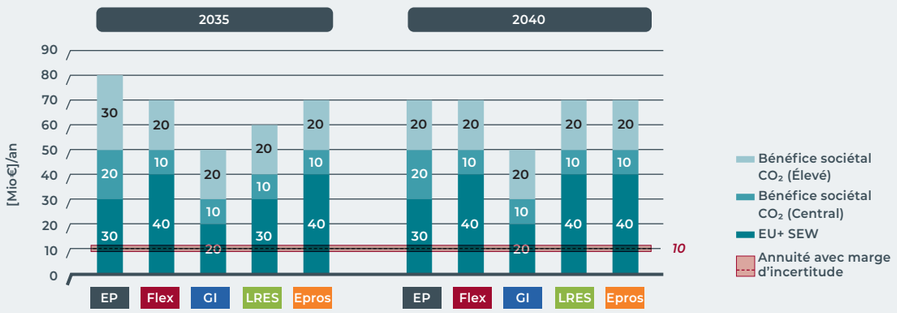
La Figure 4.14 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique belge pour les différents scénarios et horizons. Une répartition est faite entre le bien-être généré lorsque le prix de gros simulé est inférieur à 500 €/MWh et celui généré lorsque le prix est supérieur à 500 €/MWh. De cette manière, une distinction claire peut être faite entre le bien-être généré dans des conditions « normales » et celle générée en cas de « pénurie » ou de « quasi-pénurie ».

FIGURE 4.14 : BIEN-ÊTRE BELGE GÉNÉRÉ PAR LE PROJET OFFSHORE ENERGY HUB



La Figure 4.15 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique européen pour les différents scénarios et horizons. Les bénéfices supplémentaires pour la société résultant de la réduction des émissions de CO_2 sont également indiqués. La Figure 16 illustre la réduction correspondante des émissions de CO_2 et l'intégration accrue des énergies renouvelables dans le système électrique.

FIGURE 4.15 : BIEN-ÊTRE EUROPÉEN GÉNÉRÉ PAR LE PROJET OFFSHORE ENERGY HUB



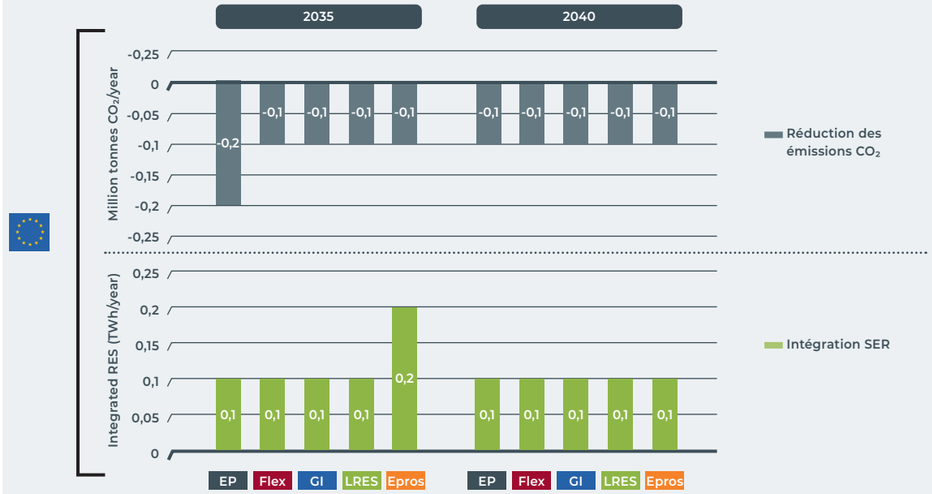
Comme il s'agit d'une technologie innovante, le coût de ce projet est difficile à estimer pour l'instant. On a donc opté ici pour une estimation prudente d'une annuité de projet de 10 millions d'euros à des fins de comparaison. Le coût de ce projet doit faire l'objet d'une estimation plus précise à l'avenir.

Du **point de vue belge**, le bien-être dans le scénario « Established Policies » est relativement limité, avec un bien-être socio-économique d'environ 10 millions d'euros en 2035 et 2040. Pour les scénarios conformes à l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050 (« Global Import », « Large Scale e-RES », « E-prosumers », « Flex+ »), la création de bien-être augmente de manière significative par rapport aux «Established Policies» pour les deux horizons 2035 et 2040. Plus l'intégration des énergies renouvelables dans le système est importante (« Large Scale e-RES »), plus les bénéfices sont importants. La réalisation de ce projet permettra à la société belge de profiter pleinement des différences de prix induites par la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, instrinsèquement volatile. De plus, la réalisation de cette connexion permet de soulager le réseau AC. Entre 2035 et 2040, les avantages restent en général relativement constants.

D'un **point de vue européen**, les bénéfices sont aussi généralement importants, bien que le bien-être socio-économique créé soit inférieur à celui de la Belgique. On remarque ici que les bénéfices pour le scénario « Global Import » sont les plus faibles. Pour les autres scénarios, les bénéfices sont d'un niveau similaire. Étant donné que le scénario « Global Import » envisage les niveaux les plus bas d'intégration des SER, d'efficacité énergétique et d'électrification, on peut également en déduire que le projet prouvera son utilité principalement dans un monde caractérisé par un déploiement massif des SER et un degré d'électrification élevé.

La Figure 4.16 montre en outre que ce projet représente une réduction annuelle supplémentaire des émissions de CO_2 de 100 000 tonnes et permet l'intégration de 100 GWh d'énergie renouvelable supplémentaires.

FIGURE 4.16 : RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 ET INTÉGRATION DES SER SUITE À LA RÉALISATION DU PROJET OFFSHORE ENERGY HUB





4.2.5. POURSUITE DU DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN MER DU NORD BELGE

PROJET	ID FOP	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Étude sur la poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable en mer du Nord belge	6	Non	Indicatif	À déterminer	À l'étude

En réponse à la guerre entre l'Ukraine et la Russie, le gouvernement fédéral belge a pris une décision de principe le 18 mars 2022 sur une enveloppe de mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique et à réduire sa dépendance aux combustibles fossiles. L'une des mesures proposées consiste à lancer une étude pour porter à 8 GW la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge. Concrètement, les ambitions suivantes ont été mises en avant :

- Augmenter la puissance installée de l'énergie éolienne offshore. Cet objectif peut être atteint par la combinaison de deux leviers : la définition de nouvelles zones pour l'implantation d'éoliennes supplémentaires et le repowering (accéléré) de la première zone d'énergie éolienne offshore. Le terme « wind repowering » désigne l'augmentation du rendement énergétique des concessions existantes en augmentant l'efficacité des turbines existantes ou en les remplaçant par de nouveaux modèles (généralement plus grands) ;
- Installation de panneaux solaires flottants.

Dans une première phase, une analyse sera effectuée par les autorités belges pour affiner les ambitions ci-dessus et les formaliser dans la législation belge. En conséquence, le Plan d'Aménagement des Espaces marins doit également être mis à jour, ce qui est maintenant prévu pour 2026. Elia est étroitement impliquée dans cette étude et lance, en parallèle, les études nécessaires au développement d'une structure de réseau appropriée.

En ce qui concerne le repowering de la première zone d'énergie éolienne offshore existante, la première étape consiste à optimiser davantage l'infrastructure existante et à supprimer les goulets d'étranglement. Par exemple, le renforcement de l'axe Gezelle - Van Maerlant (voir §4.5.2.3), le goulet d'étranglement dans la combinaison des axes Stevin et Ventilus, entraînera déjà une augmentation de la capacité de transport. La valeur exacte de cette augmentation de la capacité de transport fait l'objet d'études complémentaires. Il faut également prévoir une capacité supplémentaire entre la « prise » en mer (OSY) et Stevin au moyen d'un câble 220 kV supplémentaire.

Cependant, cette mesure ne sera pas suffisante pour couvrir toutes les ambitions et Elia devra donc développer une architecture de réseau appropriée pour transporter l'énergie produite en mer vers les centres de consommation. Compte tenu des nombreuses incertitudes, le projet est indicatif et le timing exact n'a pas encore été déterminé.



4.3 Poursuite du développement des interconnexions onshore

La poursuite du développement des interconnexions, tant offshore qu'onshore, est essentielle pour faciliter la transition énergétique à court et à long termes, afin de soutenir le mix énergétique attendu avec des quantités maximales d'énergie renouvelable. Le transport transfrontalier d'électricité (importation et exportation d'électricité produite ailleurs en Europe) jouera un rôle clé à cet égard, en combinaison avec les sources de flexibilité associées, tant en termes de production que de prélèvement.

Comme décrit dans le chapitre 3 - Identification des besoins du système, il existe des besoins habituels d'étudier une augmentation de la capacité de transport sur certaines frontières terrestres en Belgique. À cette fin, ce chapitre décrit les projets en cours pour les interconnexions onshore à la frontière nord (NL), à la frontière sud (FR) et à la frontière est (DE), qui sont pertinents à l'horizon du présent Plan de Développement fédéral (jusqu'à 2035 inclus) et complémentaires au développement du réseau offshore et des interconnexions offshore correspondantes, comme décrit au §4.2, au travers desquelles des capacités de transport supplémentaires sont développées avec le Royaume-Uni (§4.2.2) et le Danemark (§4.2.3).

Les solutions identifiées pour couvrir les besoins du système à l'horizon de ce Plan de Développement fédéral sont décrites plus en détail dans ce chapitre. On examine dans quelle mesure elles contribuent au bien-être européen et belge dans les scénarios de marché présupposés et quels sont leurs coûts estimés. Les solutions contribuent intégralement à la réalisation des objectifs climatiques de la Belgique et offrent la meilleure garantie de compétitivité des prix avec nos pays voisins et plus globalement au sein de l'Europe.

4.3.1. RENFORCEMENT LONNY (FR) - ACHÊNE - GRAMME (LAG)

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Renforcement Lonny (FR) - Achêne - Gramme	Phase 1 : installation du transformateur déphaseur 380 kV et installation du deuxième transformateur 380/70 kV à Achêne 380kV	7	Oui	Planifié	2025	En exécution
	Phase 2 : renforcement par des conducteurs à haute performance et deuxième transformateur déphaseur à Achêne	8	Oui	Pour approbation	2030 - 2032	À l'étude

FIGURE 4.17 : RENFORCEMENT LONNY (FR) - ACHÊNE - GRAMME DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET



DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Ce projet s'inscrit dans le cadre de la stratégie visant à exploiter au maximum le potentiel des interconnexions existantes à la frontière sud pour supporter les flux plus élevés attendus liés à l'évolution du mix énergétique, par l'intermédiaire de renforcements ciblés. Le projet s'appuie ainsi sur les derniers renforcements sur la frontière sud (fin 2022) avec des conducteurs à haute performance sur l'axe entre les sous-stations d'Avelin/Mastaing côté français et les sous-stations d'Avelgem jusqu'à Horta du côté belge, ainsi que sur l'intégration récente de deux transformateurs déphaseurs dans la sous-station d'Aubange (2021).

Dans une première phase, l'axe Lonny - Achêne - Gramme sera renforcé par l'installation d'un premier transformateur déphaseur, dont la mise en service est prévue pour fin 2025, dans la sous-station 380 kV d'Achêne, en plus de l'ajout d'un transformateur 380/70 kV pour soutenir les besoins locaux, comme décrit au §5.8.4 Développement du réseau de Namur.

La préférence pour l'intégration des transformateurs déphaseurs dans la sous-station existante 380 kV d'Achêne a été confirmée et soutient également la faisabilité des interruptions temporaires requises pour les renforcements de la première et de la deuxième phases, étant donné une présence significative attendue de production autour de Gramme.

Dans une deuxième phase, les conducteurs existants sur la ligne aérienne 380 kV en courant alternatif entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France) seront remplacés par des conducteurs à haute performance et un deuxième transformateur déphaseur sera installé, en s'appuyant sur le renforcement de la première phase et en restructurant la sous-station d'Achêne. Les premières études confirment la faisabilité technique attendue du remplacement des conducteurs et des renforcements de pylône nécessaires pour la liaison en courant alternatif existante afin de maximiser le potentiel de l'infrastructure existante. En fonction des conducteurs haute performance choisis, des modifications supplémentaires peuvent être nécessaires dans les sous-stations 380kV d'Achêne et de Gramme.

La solution de référence pour cette deuxième phase augmente ainsi la capacité de transport physique entre la Belgique (Gramme) et la France (Lonny) via Achêne d'environ 1GW - selon le type de conducteurs haute performance choisi. Ce projet est étudié de façon bilatérale par Elia et RTE et sa mise en service est prévue dans la période 2030-2032.

Le timing nécessaire de la deuxième phase (horizon 2020-2032) tient compte, d'une part, des besoins et des motivations européens et nationaux accrus (voir ci-dessous) et, d'autre part, du temps de mise en œuvre estimé des renforcements internes nécessaires tels que l'upgrade de la liaison 380 kV en courant alternatif Gramme - Van Eyck avec des conducteurs à haute performance ainsi qu'un nouveau couloir 380 kV entre les sous-stations d'Avelgem et de Courcelles (Boucle du Hainaut).

Le renforcement de cet axe à la frontière sud peut également être utilisé pour les échanges Nord-Sud au niveau européen, en partie grâce à la finalisation de l'upgrade de la liaison 380 kV Gramme-Van Eyck, notamment dans le cadre d'un upgrade de la frontière nord sur l'axe Van Eyck - Maasbracht (voir §4.3.2).

BESOINS ET MOTIVATIONS

La première phase de renforcement avec un transformateur déphaseur est nécessaire pour obtenir une meilleure distribution des flux sur la frontière sud à l'horizon 2025, et soutient donc un renforcement de la capacité d'importation et d'exportation en réduisant les congestions autrement structurelles sur cet axe à l'horizon 2025-2030, ce qui conduira à une convergence des prix entre les zones d'enchères et à une intégration accrue des SER. Il s'agit de la solution la plus rentable et la plus réalisable dans cet horizon de temps. Toutefois, cette première phase de renforcement n'est pas suffisante à l'horizon 2030 et au-delà, c'est pourquoi une deuxième phase de renforcement est soumise à approbation à l'horizon 2030-2032.

La deuxième phase de renforcement qui consiste à placer des conducteurs à haute performance sur le circuit existant et à ajouter un deuxième transformateur déphaseur répond essentiellement aux besoins et motivations suivants :

- L'intégration d'énergies renouvelables dans le système énergétique belge et européen ;
- Le développement du marché européen ;
- Projet nécessaire pour le couloir prioritaire européen NSI West selon la 5e liste PCI ;
- Solution pour les besoins du système européen à l'horizon 2030 (voir §3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore).

En effet, le réseau maillé en courant alternatif en Belgique et plus largement en Europe continentale devra intégrer d'énormes quantités d'énergie renouvelable, ce qui entraînera des flux accrus et plus volatils sur le réseau européen, ce à quoi ce projet répond. Ce projet permettra en effet d'augmenter la capacité de transport physique en installant des conducteurs à haute performance et d'accroître la flexibilité en disposant de deux transformateurs déphaseurs.

Le projet offre un degré accru d'interconnectivité pour la Belgique, conformément aux objectifs de l'ITEG. Cela contribuera à accroître les échanges de marché entre la Belgique et la France, ce qui se traduira par une plus grande convergence des prix, ainsi qu'à optimiser les échanges de marché au niveau européen. La présence de transformateurs déphaseurs permettra d'utiliser de manière optimale la capacité des infrastructures existantes. Ils augmenteront les moyens de régulation non coûteux disponibles pour la Belgique, permettant une gestion efficace de la congestion sur ces axes et d'autres axes. C'est important dans le cadre du Clean Energy Package afin de mettre au maximum la capacité de transport disponible à disposition du marché.

Le projet est un projet nécessaire pour le couloir prioritaire européen NSI West et a été reconnu comme un « project of common interest » sur la 5e liste PCI, étant donné sa contribution positive au bien-être européen, la réduction des émissions de CO_2 et l'intégration accrue des SER.

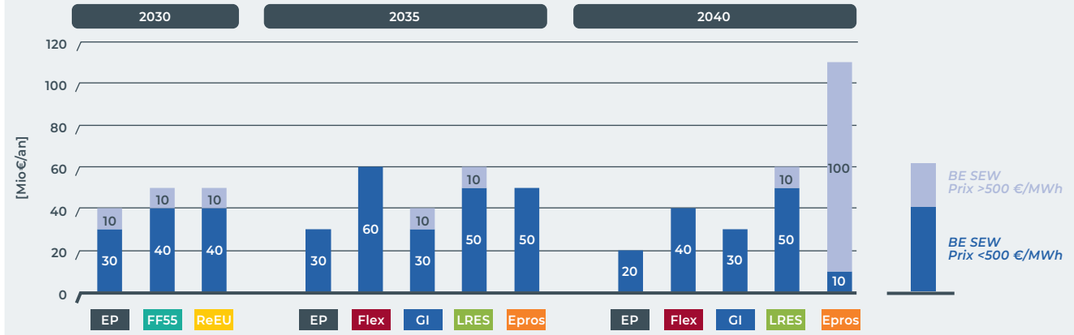
Enfin, ENTSO-E, dans les études IoSN 2020 et 2022, et Elia, dans l'étude KARI (Chapitre 3 - Identification des besoins du système), ont identifié d'autres renforcements onshore entre la Belgique et la France comme nécessaires à l'horizon 2030 - 2035, auxquels ce projet répond. Pour d'autres options de renforcement à l'horizon 2035 et au-delà, veuillez-vous référer au §4.6 Facilitation à long terme de la transition énergétique.

CALCUL DES INDICATEURS DE MARCHÉ POUR LONNY (FR) - ACHÊNE – GRAMME

Cette section donne un aperçu des bénéfices qui résulteront de la réalisation de Nautilus, conformément à l'explication fournie au §1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal.

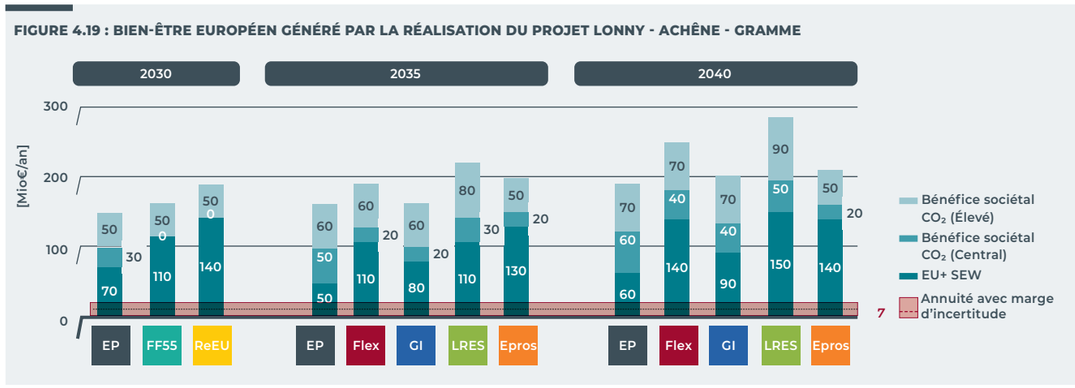
La Figure 4.18 illustre l'augmentation de la bien-être socio-économique belge pour les différents scénarios et horizons de temps. Une répartition est faite entre le bien-être généré lorsque le prix de gros simulé est inférieur à 500 €/MWh et celui généré lorsque le prix est supérieur à 500 €/MWh. De cette manière, une distinction claire peut être faite entre le bien-être généré dans des conditions « normales » et celui généré en cas de « pénurie » ou de « quasi-pénurie ».

FIGURE 4.18 : BIEN-ÊTRE BELGE GÉNÉRÉ PAR LA RÉALISATION DU PROJET LONNY - ACHÊNE - GRAMME



La Figure 4.19 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique européen pour les différents scénarios et horizons. Les bénéfices supplémentaires pour la société résultant de la réduction des émissions de CO_2 sont également indiqués. La Figure 20 illustre la réduction correspondante des émissions de CO_2 et l'intégration accrue des énergies renouvelables dans le système électrique.

FIGURE 4.19 : BIEN-ÊTRE EUROPÉEN GÉNÉRÉ PAR LA RÉALISATION DU PROJET LONNY - ACHÊNE - GRAMME



Les résultats de l'analyse de bien-être pour le projet LAG montrent une création de bien-être élevée et stable dans tous les scénarios, tant pour la Belgique que pour l'Europe. La comparaison avec l'annuité de projet montre également un rapport coût-bénéfice très positif pour tous les scénarios. La tendance générale est clairement qu'une plus grande pénétration des énergies renouvelables et une électrification accrue augmenteront la création de bien-être liée à ce renforcement frontalier, tant au niveau belge qu'au niveau européen. Les chiffres représentent également une amélioration significative - plus du double - par rapport au précédent Plan de Développement fédéral. La création de bien-être très limitée dans les situations de pénurie et de quasi-pénurie où le prix est supérieur à 500 €/MWh indique que l'impact sur la sécurité d'approvisionnement[18] de cet axe est plutôt limité.

18 Cela ne donne qu'une indication. L'indicateur B6 sur la sécurité de l'approvisionnement sera repris du TYNDP22 et n'est pas encore disponible.

En 2030, l'augmentation de la capacité d'échange sur le marché permet d'importer l'énergie produite par les centrales nucléaires françaises, remplaçant en partie la production des unités à gaz en Belgique. À cet horizon, la création de bien-être est la plus importante dans le scénario « ReEU », même avec une capacité nucléaire de 2 GW en Belgique. Cela s'explique par une grande différence de prix absolue moyenne entre les deux pays (§2.1.7.2. Évolution des différences de prix sur le marché de gros de l'électricité) et la forte augmentation de la charge électrique dans ce scénario en raison d'une électrification poussée du système. Compte tenu de l'augmentation des hypothèses relatives au développement des capacités de production d'énergie renouvelable, l'intégration de SER augmente aussi par rapport aux autres scénarios, tandis que la réduction des émissions de CO_2 reste relativement constante. Comme le prix ETS du CO_2 dans ce scénario est supérieur au coût sociétal du CO_2 dans l'estimation centrale, aucun avantage supplémentaire n'y est associé.

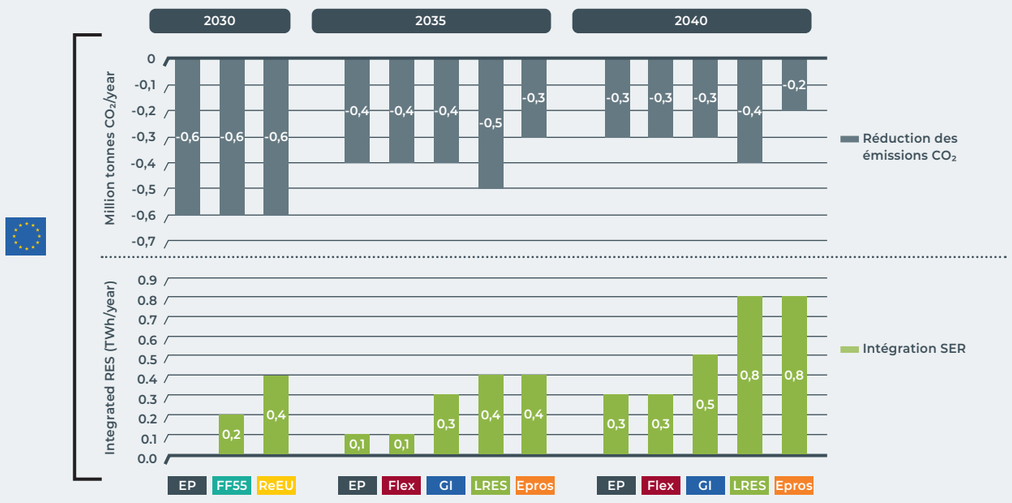
Sur la base du TYNDP20, avec 2030 comme horizon, ce renforcement sur l'axe Lonny-Achêne-Gramme apporte une contribution substantielle au niveau européen à la réduction des émissions de CO_2 (0,9 - 1,2 MTonne/an) et à l'intégration accrue des SER (environ 157 GWh/an) ainsi qu'au bien-être socio-économique (59M€ - 73M€/an) dans le scénario « National Trends ». Pour les scénarios « Global Ambition » et « Distributed Energy », les valeurs sont respectivement de 87 M€ et 160 M€ pour le bien-être socio-économique et de 0,9 et 1,4 Mtonne respectivement pour la réduction des émissions de CO_2. Ces résultats sont conformes à ceux présentés ci-dessus.

À l'horizon **2035**, la création de bien-être diminue légèrement en Belgique dans le scénario « Established Policies », mais augmente dans tous les autres scénarios. Les scénarios prévoyant plus d'électrification et plus d'énergie renouvelable montrent clairement une plus grande création de bien-être. Ainsi, outre la position concurrentielle que la France peut occuper grâce à sa capacité nucléaire disponible, cet interconnecteur contribue aussi clairement à l'intégration de davantage d'énergie renouvelable. La réduction du curtailment des énergies renouvelables peut effectivement s'élever à 0,4 TWh. Il convient de noter que la flexibilité accrue dans le scénario « Flex » n'entraîne pas de diminution du bien-être au niveau belge, alors que cet effet semble jouer un rôle au niveau européen.

D'ici **2040**, la pénétration croissante des énergies renouvelables deviendra une motivation de plus en plus importante, comme en témoigne l'augmentation de l'intégration des SER (principalement l'énergie solaire dans le sud de l'Europe) suite à la réalisation de cet interconnecteur. Une augmentation du bien-être est observable pour tous les scénarios au niveau européen. Au niveau belge, on observe en général une stabilisation ou une légère baisse du bien-être socio-économique. Mais souvent, les bénéfices créés dépassent encore considérablement les coûts.

En ce qui concerne le scénario « E-prosumers », on constate une très forte création de bien-être dans les situations où le prix du marché dépasse le niveau de 500 €/MWh. C'est la conséquence d'un nombre de situations exceptionnelles (quasi-pénurie) où le prix en Belgique peut devenir très élevé et où de l'énergie peut être mise à disposition à un prix inférieur grâce à l'interconnexion. Notons que ce phénomène n'apparaît pas dans le scénario « Flex », ce qui indique que ce résultat découle de situations de marché spécifiques qui se présentent dans ce scénario. Ce résultat confirme l'utilité de la nouvelle présentation, où le bien-être est subdivisé en prix inférieurs à 500 €/MWh et supérieurs à 500 €/MWh. Pour les conclusions relatives à l'interconnexion aux moments présentant le fonctionnement de marché le plus fréquent, ce sont donc surtout les résultats où les prix de marché ne dépassent pas le niveau de 500 €/MWh qui importent le plus.

FIGURE 20 : RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 ET INTÉGRATION DES SER GRÂCE À LA RÉALISATION DU PROJET LONNY (FR) – ACHÊNE – GRAMME



4.3.2. RENFORCEMENT VAN EYCK - MAASBRACHT (NL)

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Renforcement Van Eyck - Maasbracht (NL)	Upgrade des lignes avec des conducteurs HTLS et des transformateurs déphaseurs supplémentaires 380 kV	9	Oui	Indicatif	2032-2034	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le projet Van Eyck - Maasbracht (NL) a les motivations suivantes :

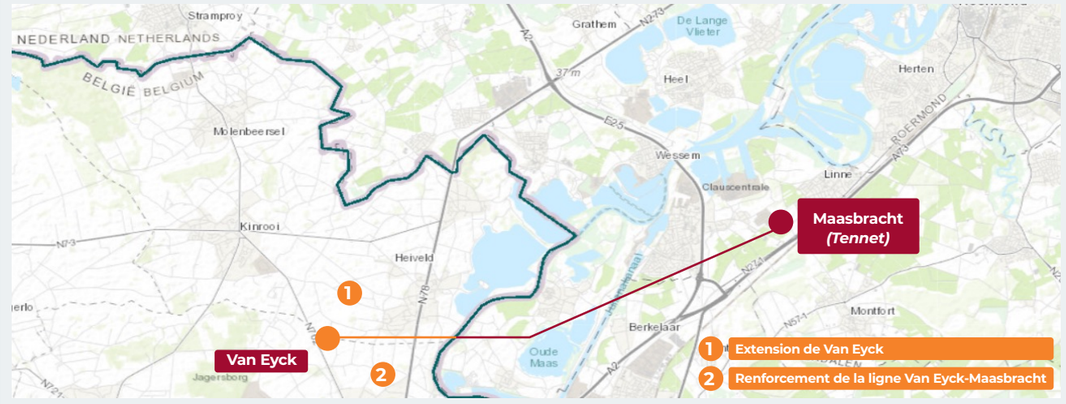
1. Le développement du marché européen ;
2. L'intégration d'énergies renouvelables dans le système énergétique belge et européen ;
3. L'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Ce projet consiste à renforcer la capacité de transport des deux liaisons aériennes 380 kV entre les sous-stations de Van Eyck en Belgique et de Maasbracht aux Pays-Bas. La solution envisagée pour ce renforcement est le remplacement des conducteurs actuels par des conducteurs à haute performance et l'installation éventuelle de deux transformateurs déphaseurs supplémentaires. L'ensemble de la sous-station 380 kV de Van Eyck sera portée à un pouvoir de coupure de 63 kA.

La présence de transformateurs déphaseurs permettra d'utiliser de manière optimale la capacité des infrastructures existantes. La gestion efficace des congestions sur cet axe et d'autres axes est davantage nécessaire dans le cadre du Clean Energy Package afin de mettre au maximum la capacité de transport disponible à disposition du marché.

FIGURE 4.21 : RENFORCEMENT VAN EYCK - MAASBRACHT



Un renforcement des réseaux internes, des deux côtés de la liaison, est nécessaire avant le renforcement de la liaison transfrontalière afin d'éviter l'apparition de congestions internes. Du côté belge, l'upgrade HTLS des lignes 380 kV entre les sous-stations de Van Eyck et Gramme est nécessaire.

Le projet a été identifié dans l'IoSN des TYNDP2020 et TYNDP2022 [ENT-2] comme étant précieux pour le système électrique européen, ce qui a également été confirmé par des études actualisées (voir §3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore).

Le projet devrait être étudié plus avant avec Tennet et coordonné avec l'évolution à la frontière entre les Pays-Bas et l'Allemagne.

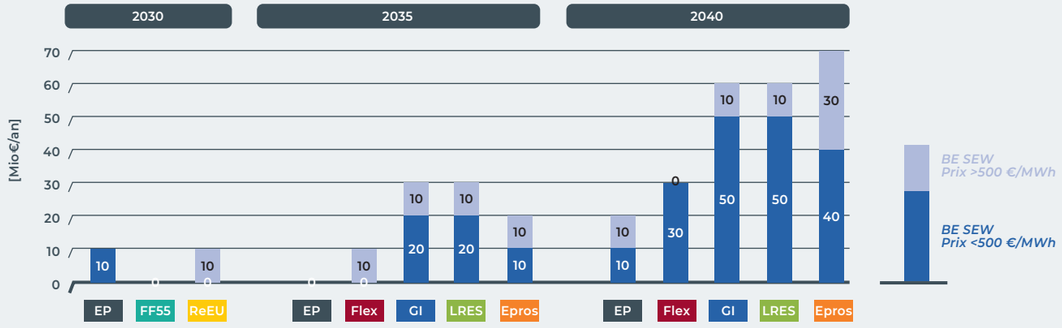
Le renforcement entre Van Eyck et Maasbracht (NL) est à l'étude avec une mise en service prévue dans la période 2032-2034.

CALCUL DES INDICATEURS DE MARCHÉ POUR VAN EYCK – MAASBRACHT (NL)

Cette section donne un aperçu des bénéfices qui résulteront de la réalisation du renforcement Van Eyck-Maasbracht, conformément à l'explication fournie au §1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal.

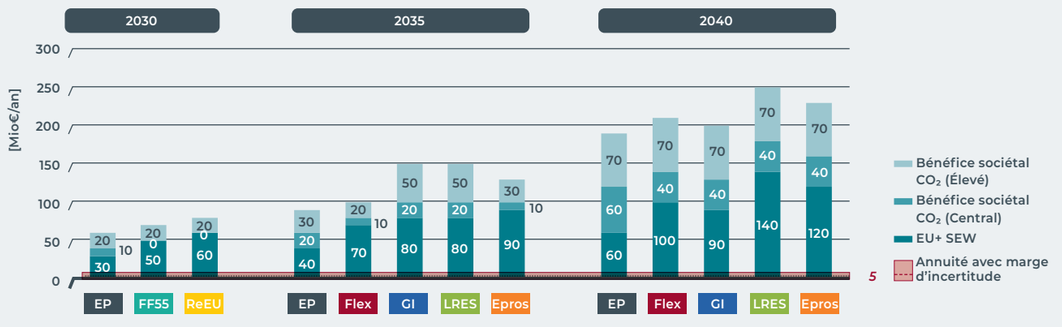
La Figure 4.22 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique belge pour les différents scénarios et horizons. Une répartition est faite entre le bien-être généré lorsque le prix de gros simulé est inférieur à 500 €/MWh et celui généré lorsque le prix est supérieur à 500 €/MWh. De cette manière, une distinction claire peut être faite entre le bien-être généré dans des conditions « normales » et celui généré en cas de « pénurie » ou de « quasi-pénurie ».

FIGURE 4.22 : BIEN-ÊTRE BELGE GÉNÉRÉ PAR LE PROJET VAN EYCK - MAASBRACHT (NL)



La Figure 4.23 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique européenne pour les différents scénarios et horizons. Les bénéfices supplémentaires pour la société résultant de la réduction des émissions de CO_2 sont également indiqués. La Figure 4.24 illustre la réduction correspondante des émissions de CO_2 et l'intégration accrue des énergies renouvelables dans le système électrique.

FIGURE 4.23: BIEN-ÊTRE EUROPÉEN GÉNÉRÉ PAR LE PROJET VAN EYCK - MAASBRACHT (NL)



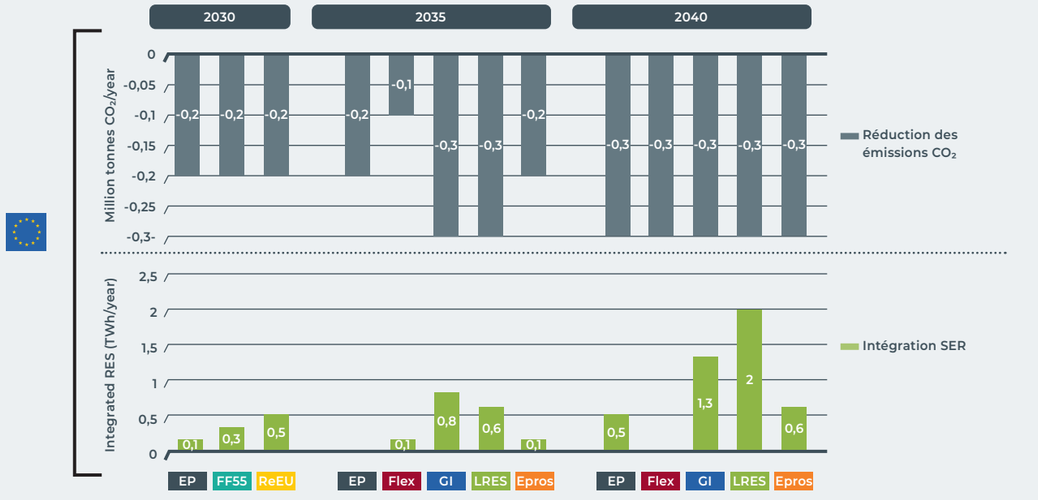
Les résultats de l'analyse de bien-être pour le projet « Renforcement Van Eyck - Maasbracht » montrent une création de bien-être très limitée pour la Belgique à l'horizon 2030. À partir de 2035, la création de bien-être augmente avant de connaître une très forte hausse vers 2040. La création de bien-être va de pair avec l'augmentation des énergies renouvelables (principalement l'éolien offshore) aux Pays-Bas. Par exemple, dans le scénario « LSeRES », la puissance installée de l'énergie éolienne offshore aux Pays-Bas passe de 36 GW en 2035 à 55 GW en 2040.

Le développement de la capacité d'échange sur les marchés avec les Pays-Bas permet à la Belgique d'importer une partie de cette énergie renouvelable, à condition qu'il n'y ait pas de congestion interne dans le réseau néerlandais.

Cette observation est étayée par la Figure 4.24, dans laquelle on peut voir que l'intégration des énergies renouvelables, suite au renforcement Van Eyck - Maasbracht, augmente avec le temps, la plus forte augmentation se situant entre 2035 et 2040.

La Figure 4.23 montre une création de bien-être stable du projet en Europe dans tous les scénarios. La comparaison avec l'annuité de projet montre un rapport coûts-bénéfices positif pour l'Europe. La tendance générale est clairement qu'une plus grande pénétration des énergies renouvelables augmentera la création de bien-être résultant de ce renforcement frontalier. Cette pénétration est plus prononcée dans les horizons ultérieurs.

FIGURE 4.24 : RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 ET INTÉGRATION DES SER SUITE À LA RÉALISATION DU PROJET VAN EYCK - MAASBRACHT (NL)



Les résultats de cette CBA confortent la décision de réaliser le projet « Renforcement Van-Eyck Maasbracht » d'ici 2034, ce qui est également conforme aux délais d'exécution des renforcements internes nécessaires du côté belge. Il est toutefois important ici de contrôler davantage les hypothèses faites concernant le déploiement des énergies renouvelables aux Pays-Bas, et les renforcements internes qui y sont nécessaires, avant de procéder à la demande d'approbation du projet. C'est pourquoi il a été décidé de conserver le statut « Indicatif » dans ce Plan de Développement fédéral.

4.3.3. DEUXIÈME INTERCONNECTEUR BELGIQUE - ALLEMAGNE

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Deuxième interconnecteur Belgique - Allemagne	Nouvelle interconnexion HVDC Allemagne - Belgique	10	Oui	Indicatif	2037-2038	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Ce projet est en phase d'étude et concerne l'étude d'une deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne.

Le projet présente les motivations suivantes :

1. Faciliter l'intégration du marché européen et les convergences de prix entre la Belgique et l'Allemagne en augmentant le potentiel d'échange entre les deux pays ;
2. Intégrer de l'électricité renouvelable dans le système énergétique belge, notamment à partir des parcs éoliens offshore allemands dans la mer du Nord et la mer Baltique, entraînant une réduction globale des émissions de CO_2 tant en Belgique qu'en Allemagne.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

ALEGrO, la première interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne, a été mise en service en novembre 2020. Dans la continuité, Elia et le gestionnaire du réseau de transport allemand Amprion étudient le développement d'une deuxième interconnexion potentielle entre les deux pays.

La solution de référence est une liaison par câble souterrain en courant continu (HVDC) de 1 GW. Toutefois, une étude complémentaire, menée bilatéralement entre Elia et Amprion, devrait déterminer si une solution de référence de 1 GW doit être conservée ou s'il est nécessaire de passer à une solution impliquant des puissances supérieures. Cette étude devrait également déterminer les points de raccordement à retenir, en tenant compte de l'impact (congestions éventuelles) sur les réseaux internes des deux pays. Le tracé de la nouvelle liaison qui en découle n'est en effet pas nécessairement le même que celui de la première interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne, ALEGrO. L'étude vise à trouver une solution optimale, en tenant compte de diverses conditions sociales, techniques et économiques préalables. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices en fait partie.

En fonction du point de raccordement choisi, des renforcements du réseau interne devront avoir lieu avant que cette deuxième interconnexion puisse être raccordée aux réseaux haute tension belge & allemande, conformément aux dispositions du Clean Energy Package. Pour la Belgique, les renforcements des axes Gramme - Van Eyck et Gramme - Courcelles, par exemple, sont au moins nécessaires pour assurer une capacité de transport suffisante pour ce projet si la sous-station de Gramme est retenue comme point de raccordement. Compte tenu de la planification des renforcements internes, il est supposé aujourd'hui que la mise en service aura lieu dans la période 2035-2038.

Le projet fait l'objet d'une étude plus approfondie en vue de son éventuelle introduction pour approbation dans un Plan de Développement fédéral ultérieur.

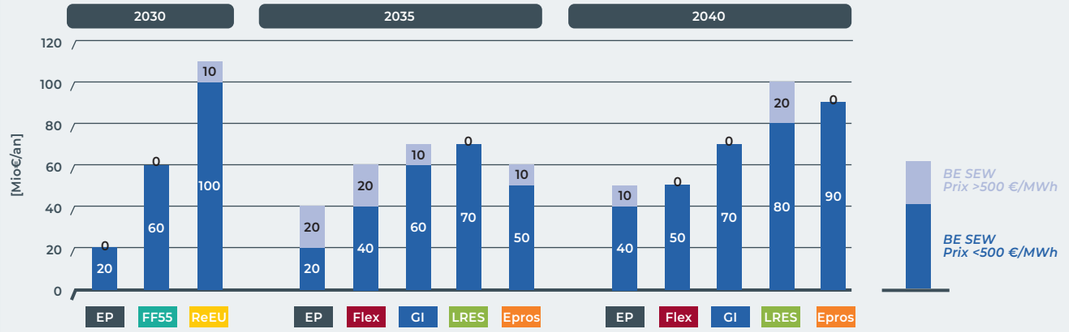
En ce qui concerne l'exploitation de cette liaison, l'intention est de s'appuyer sur la mise en œuvre réussie d'ALEGrO dans le réseau maillé.

CALCUL DES INDICATEURS DE MARCHÉ POUR LE DEUXIÈME INTERCONNECTEUR BELGIQUE – ALLEMAGNE

Cette section donne un aperçu des bénéfices qui résulteront de la réalisation de la deuxième interconnexion Belgique - Allemagne, conformément à l'explication fournie au §1.4.5 Méthode d'analyse coûts-bénéfices pour les projets dans le système horizontal.

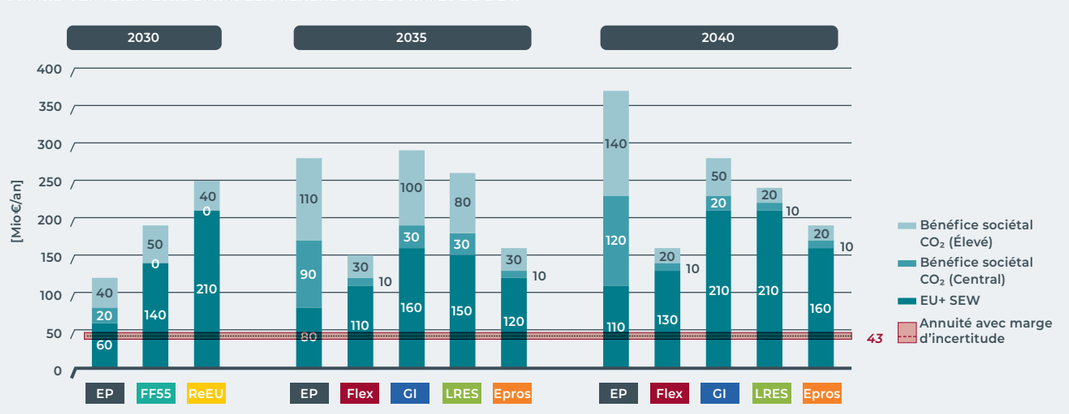
La Figure 4.25 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique belge pour les différents scénarios et horizons. Une répartition est faite entre le bien-être généré lorsque le prix de gros simulé est inférieur à 500 €/MWh et celui généré lorsque le prix est supérieur à 500 €/MWh. De cette manière, une distinction claire peut être faite entre le bien-être généré dans des conditions « normales » et celui généré en cas de « pénurie » ou de « quasi-pénurie ».

FIGURE 4.25 : BIEN-ÊTRE BELGE GÉNÉRÉ PAR LE PROJET BE-DE II



La Figure 4.26 illustre l'augmentation du bien-être socio-économique européen pour les différents scénarios et horizons. Les bénéfices supplémentaires pour la société résultant de la réduction des émissions de CO_2 sont également indiqués. La Figure 4.27 illustre la réduction correspondante des émissions de CO_2 et l'intégration accrue des énergies renouvelables dans le système électrique.

FIGURE 4.26 : BIEN-ÊTRE EUROPÉEN GÉNÉRÉ PAR LE PROJET BE-DE II

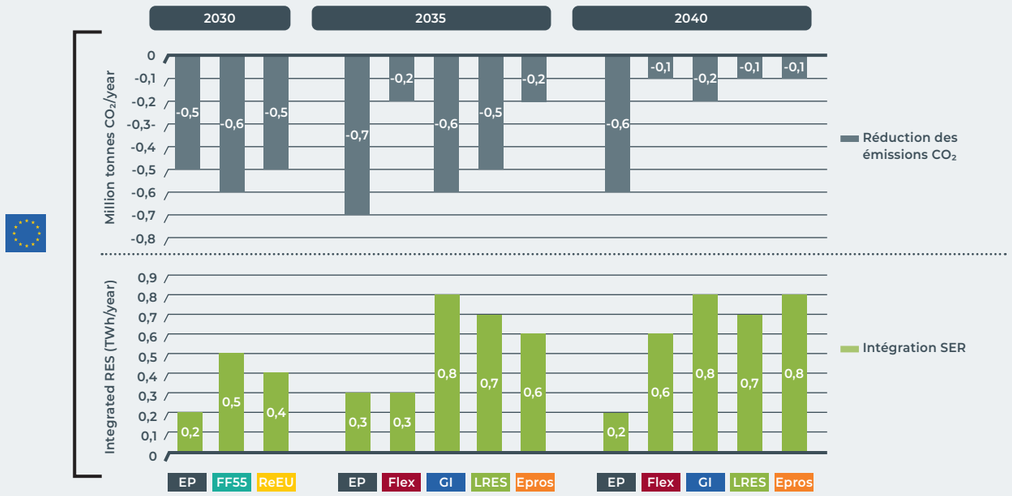


La réalisation de la deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne génère, du point de vue belge, une augmentation significative du bien-être dans tous les scénarios. Toutefois, du point de vue belge, pour le scénario «Established Policies», le rapport coût-bénéfice est encore négatif aux horizons 2030 et 2035, mais devient positif à long terme. Pour les autres scénarios et horizons de temps, le rapport coûts-bénéfices est toujours positif.

Un phénomène particulier pour cette interconnexion est que la création de bien-être en 2030 pour le scénario «REPowerEU» est très élevée. Cela est dû aux hypothèses concernant une très forte augmentation des énergies renouvelables en Allemagne (§2.1.6.3 Hypothèses détaillées pour des pays spécifiques en Europe) et une forte augmentation de la charge en Belgique.

Les tendances au niveau européen sont similaires à celles observées au niveau belge avec une création de bien-être généralement élevée. On remarque cependant que la création de bien-être dans le scénario «E-prosumers» est plus faible que dans «Global import» et dans «Large scale e-RES». Par conséquent, la création de bien-être semble être fortement liée à l'intégration des énergies renouvelables dans le système européen.

FIGURE 4.27 : RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 ET INTÉGRATION DES SER SUITE À LA RÉALISATION DU PROJET BE-DE II



Comme mentionné plus haut, les renforcements du réseau, dans les deux pays, doivent avoir lieu avant que cette deuxième interconnexion puisse être connectée aux réseaux à haute tension belge et allemand. Pour ce Plan de Développement, le statut « Indicatif » demeure donc inchangé.

ALEGrO comme facilitateur de la flexibilité sur le marché

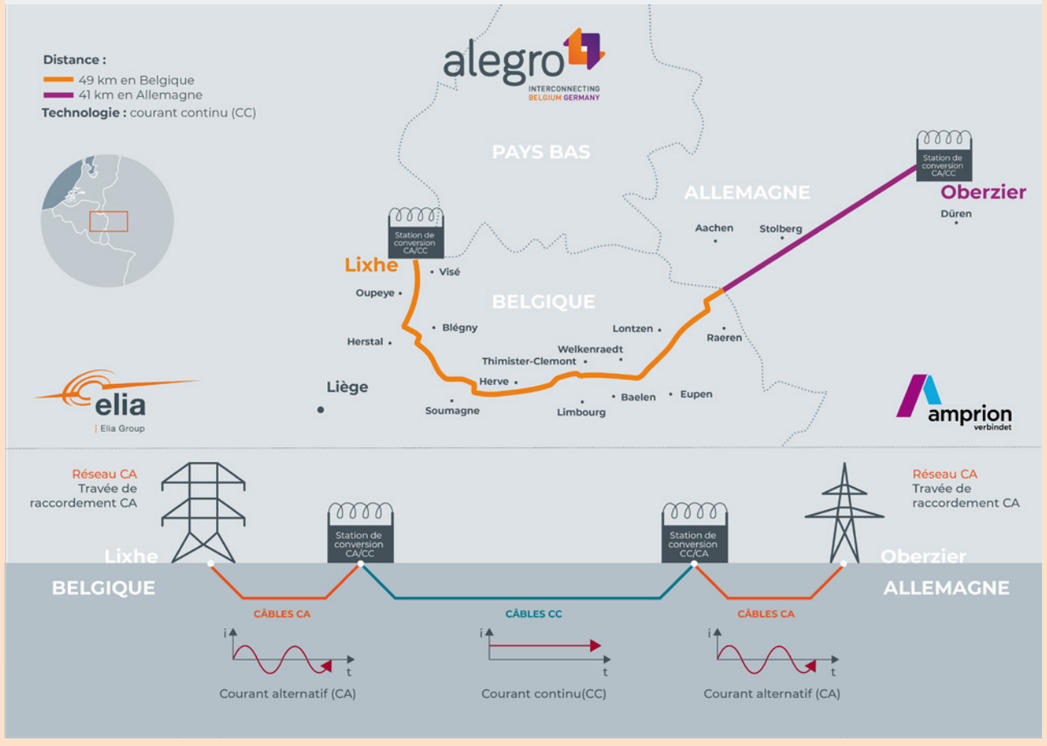
La première liaison transfrontalière entre la Belgique (sous-station de Lixhe) et l'Allemagne (sous-station d'Oberzier) a été mise en service le 18 novembre 2020. Il s'agit d'une liaison souterraine de 1 GW en technologie HVDC.

Il s'agit de la première liaison électrique entre les deux pays et sa mise en œuvre en technologie HVDC assure une exploitation spécifique de cette liaison transfrontalière par rapport aux autres liaisons transfrontalières AC au nord et au sud de la Belgique.

La liaison ALEGrO étant une liaison transfrontalière, elle doit être intégrée dans les algorithmes et outils de marché qui déterminent les échanges d'énergie transfrontaliers. Étant donné que le « marché day-ahead », qui détermine les échanges transfrontaliers d'énergie pour le jour suivant, est l'horizon temporel le plus important du marché de l'électricité en termes de volume échangé, il était également la principale priorité pour l'intégration au marché de cette liaison.

Cependant, les principes appliqués dans d'autres liaisons HVDC qui ont précédé ALEGrO ne pouvaient pas être appliqués dans ce contexte. La liaison ALEGrO devait notamment être intégrée dans un réseau synchrone maillé en courant alternatif, contrairement aux liaisons HVDC transfrontalières précédentes, qui reliaient des réseaux en courant alternatif indépendants ou géographiquement dispersés.

FIGURE 4.28 : L'INTERCONNECTEUR ALEGRO ENTRE LA BELGIQUE ET L'ALLEMAGNE



Une nouvelle méthode d'intégration d'ALEGrO au marché de l'électricité a donc dû être élaborée sur la base des objectifs suivants :

1. Exploitation sûre du réseau

L'utilisation d'ALEGrO ne doit pas entraîner de surcharges dans le réseau maillé AC environnant. La méthodologie doit également tenir compte d'une déconnexion inattendue de cette liaison et de la redistribution des courants qui en résulte, ainsi que d'éventuelles surcharges, dans le réseau AC.

2. Maximisation du bien-être créé

En incorporant ALEGrO dans un réseau AC maillé, les courants de ce réseau sont naturellement fortement influencés. Dans ce contexte, le choix de la technologie HVDC présente l'avantage considérable que les courants qui traversent la liaison sont entièrement contrôlables. Il est ainsi possible de régler l'intensité et la direction du courant par le biais de la liaison ALEGrO de telle sorte que les courants dans le réseau AC soient mieux répartis.

Cela a conduit à la création d'une nouvelle méthodologie appelée « **Evolved Flow Based** ». Dans cette approche, le point de consigne[19] de l'interconnecteur est inclus dans l'algorithme de couplage des marchés en tant que variable, l'impact sur le réseau environnant et les autres échanges transfrontaliers étant modélisés en même temps. Cela permet de déterminer le flux optimal sur ALEGrO, en tenant compte des congestions dans le réseau AC. Plus précisément, l'algorithme de couplage du marché détermine la répartition optimale des flux entre le réseau AC environnant et la liaison HVDC afin de maximiser les échanges d'énergie sur toutes les liaisons transfrontalières belges. Cela conduit à une **création de bien-être maximale**. Une telle optimisation n'a jamais été réalisée auparavant.

Cela peut conduire à des situations très particulières, où l'algorithme de couplage des marchés entraîne un flux à travers ALEGrO opposé à la différence de prix entre la Belgique et l'Allemagne. Dans ce cas, l'électricité passe d'une zone de prix élevé à une zone de prix faible. C'est une chose qui ne peut se produire dans les liaisons transfrontalières « classiques ». Cependant, c'est le résultat direct de la modélisation de l'impact sur le réseau AC environnant. Dans une telle situation, avec des « flux non intuitifs », les flux à travers le réseau AC seront optimisés de telle sorte que proportionnellement plus d'échanges puissent avoir lieu aux autres frontières.

Pendant une période de six mois, Elia a réalisé une simulation, comparant la méthode « Evolved Flow-Based » telle qu'elle est appliquée avec ALEGrO à la situation actuelle sans ALEGrO. Le résultat est que 100 millions d'euros de bien-être ont été créés dans la région CWE (Central West Europe) au cours de cette période.

Au cours de sa première année de fonctionnement, ALEGrO a présenté d'excellents résultats, avec une disponibilité de 93 % et 4,5 TWh d'énergie échangée. Un aperçu des résultats les plus importants est présenté dans le tableau suivant :

INDICATEUR	ÉVALUATION
« Day-ahead flow » moyen sur ALEGrO	· Tout le temps : 547 MW · En cas de divergence de prix dans la région CWE : 702 MW · En cas de convergence de prix dans la région CWE : 346 MW
Pourcentage du temps à pleine utilisation - 1000 MW - de la liaison	· 1000 MW Allemagne → Belgique : 12,1 % · 1000 MW Belgique → Allemagne : 6,2 %
Direction du « day-ahead flow » sur ALEGrO	· Allemagne → Belgique : 55% · Belgique → Allemagne : 45%
Pourcentage du temps avec des flux intuitifs dans le couplage day-ahead	· 92,4%

La mise en œuvre décrite ci-dessus est une première réalisation des principes proposés par Elia avec le design « **Flex-in Market** » [ELI-14][20].

19 Définir la direction et la magnitude du flux.
20 Future proofing the EU energy System, Elia 2019.

4.4 Création de capacité d'accueil

4.4.1. NOUVELLE SOUS-STATION BAEKELAND

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Nouvelle sous-station Baekeland	Nouvelle sous-station 380 kV comprenant un ou plusieurs transformateurs 380/150 kV 555 MVA afin de créer une capacité d'accueil pour l'électrification de la zone portuaire de Gand et une meilleure gestion des flux sur le réseau 380 kV	11	Non	Pour approbation	2026-2030	Planifié

BESOINS ET MOTIVATIONS

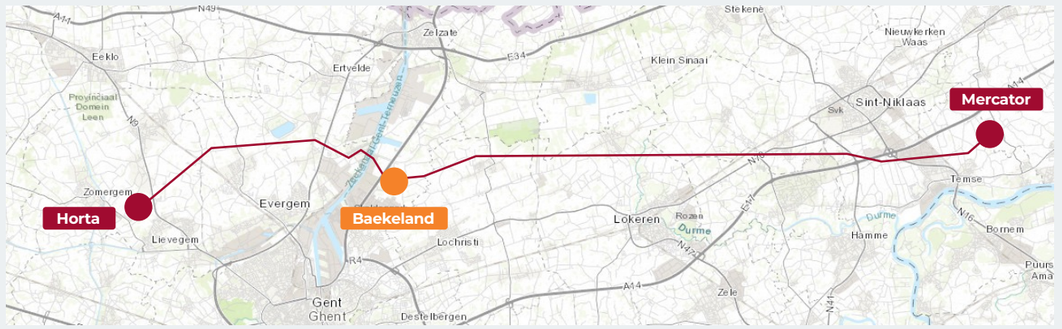
Le projet Baekeland présente les motivations suivantes :

1. Créer la possibilité de raccorder des utilisateurs du réseau local (production et prélèvement) au réseau 380 kV (voir aussi §3.6 Reconnaissance du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique).
2. Le renforcement du réseau local 150 kV au moyen de transformateurs 380/150 kV supplémentaires.
3. Lieu d'installation des équipements de régulation des courants nécessaires à l'optimisation des flux dans la boucle : Horta-Mercator-Courcelles-Avelgem. Leur placement est prévu en fonction du timing du projet Boucle du Hainaut.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Une nouvelle sous-station Baekeland 380 kV est construite dans le port de Gand. La sous-station est intégrée aux deux lignes HTLS entre Horta et Mercator. Afin d'augmenter la fiabilité de la sous-station et de minimiser le volume de SF_6, la sous-station sera construite à partir d'une combinaison d'installations GIS et AIS. Ce choix permet d'économiser 9 tonnes de gaz SF_6.

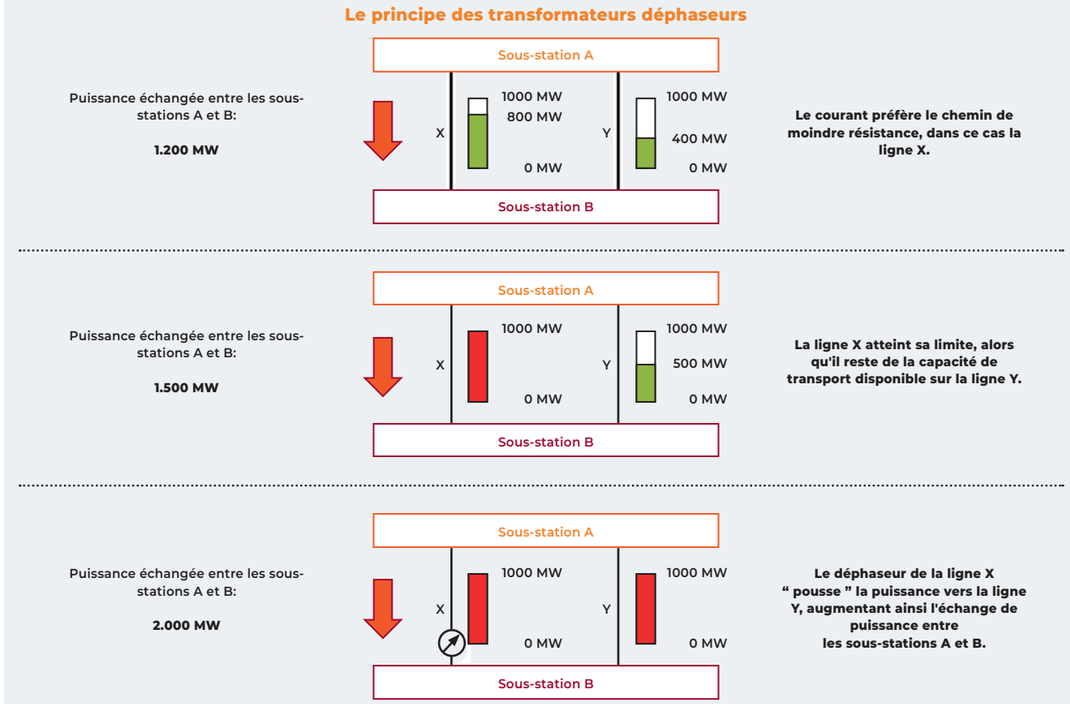
FIGURE 4.29 : EMPLACEMENT DE LA NOUVELLE SOUS-STATION 380 KV DE BAEKELAND



Baekeland est le site sur lequel sera installée une combinaison de bobines en série et de transformateurs déphaseurs. Dans une première phase, les bobines sont placées. Dans une deuxième phase, en accord avec le timing du projet de la Boucle du Hainaut, les transformateurs déphaseurs seront installés. L'utilisation de bobines en série en combinaison avec les transformateurs déphaseurs permet d'assouplir les caractéristiques des transformateurs déphaseurs. Ils sont donc plus petits et moins complexes sur le plan technique, ce qui les rend plus faciles à construire et à transporter.

La combinaison de bobines en série et de transformateurs déphaseurs permet de mieux contrôler et répartir les courants dans le réseau 380 kV entre les axes Horta-Mercator et Avelgem-Courcelles. La première phase du projet Baekeland est à l'étude avec une mise en service prévue en 2026. Le timing de la deuxième phase sera aligné sur celui de la Boucle du Hainaut.

FIGURE 4.30 : EXEMPLE ILLUSTRATIF DE L'UTILITÉ D'ÉQUIPEMENTS DE RÉGULATION DES FLUX





4.4.2. AUTRES POINTS DE RACCORDEMENT 380 KV

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Autres points de raccordement 380 kV	Installation de sous-stations 380 kV supplémentaires dans le cadre de l'électrification de l'industrie	12	Non	Pour approbation	2028-2034	À l'étude
	Nouvelles liaisons (courtes) 380 kV dans le cadre de l'électrification des régions industrielles	13	Non	Pour approbation	2028-2034	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Dans le cadre du principe d'efficacité énergétique (voir également §2.2 Un système énergétique intégré), l'électrification de certains secteurs joue un rôle important. L'utilisation de l'électricité du côté de la demande au lieu d'autres vecteurs énergétiques fossiles peut effectivement entraîner des gains d'efficacité si l'on tient compte de l'ensemble de la chaîne allant de la production à la consommation. Cette électrification entraîne dans de nombreux cas une réduction significative des émissions de CO_2 (ou équivalents).

La détection des besoins (voir également §3.6 Reconnaissance du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique) a démontré que l'électrification de l'industrie belge pourrait entraîner une augmentation locale très importante de la consommation. Des points de raccordement supplémentaires dans le réseau 380 kV pour le raccordement direct des gros consommateurs sont donc nécessaires. Dans le même temps, le fait de faire passer les gros utilisateurs du réseau des niveaux de tension inférieurs à un raccordement 380 kV permet de libérer de la capacité à ces niveaux de tension inférieurs pour l'électrification des moins gros consommateurs. Une telle approche permettra de réaliser le raccordement de tous les utilisateurs du réseau plus rapidement et plus efficacement, au coût le plus bas possible pour la société.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

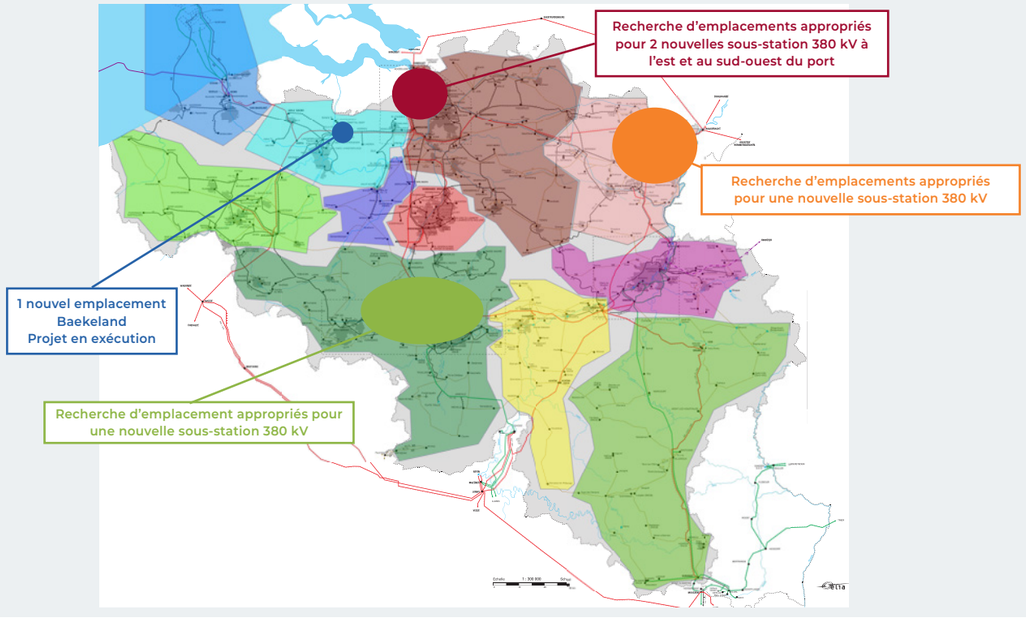
La mise à disposition « d'options de raccordement » à ces utilisateurs du réseau équivaut à la possibilité de se raccorder à une sous-station 380 kV existante ou nouvelle. Historiquement, le réseau 380 kV a été principalement développé pour le transport de grandes puissances depuis de grandes unités de production centralisées vers les grands centres de consommation ainsi que pour les échanges internationaux d'électricité. Seul un très petit nombre de consommateurs étaient raccordés directement au réseau 380 kV. Dans le passé, le raccordement éventuel de gros utilisateurs du réseau n'était donc pas une motivation pour l'emplacement des sous-stations 380 kV. Par conséquent, l'emplacement d'un grand nombre de sous-stations 380 kV n'est pas adapté à un raccordement efficace des utilisateurs du réseau. D'autres sous-stations plus adaptées, comme la sous-station 380 kV de Lillo, sont en revanche limitées en termes de possibilités d'extension. Par conséquent, de nouvelles sous-stations devront être développées sur le réseau 380 kV, chacune d'entre elles permettant le raccordement de plusieurs utilisateurs du réseau. Un premier exemple concret est le poste « Baekeland » (§4.4.1 Nouvelle sous-station Baekeland), qui crée des possibilités de raccordement pour les grands utilisateurs du réseau dans la région de Gand. Sur base de l'étude précitée (§3.6 Reconnaissance du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique), l'hypothèse de travail est qu'environ quatre sous-stations 380 kV supplémentaires doivent être développées sur le territoire belge, et ce à l'horizon de ce plan de développement.

Le délai de développement de ces nouveaux sites étant généralement (beaucoup) plus long que celui du développement ou de la modification des sites industriels, il est nécessaire d'anticiper ces besoins. Dans ce contexte, Elia a déjà lancé une étude approfondie afin de déterminer les emplacements appropriés pour l'installation de ces nouvelles sous-stations. Si des sites prometteurs peuvent être identifiés, Elia peut procéder à la conception technique de la sous-station, acheter de manière proactive ces terrains et entamer les procédures d'autorisation nécessaires. La considération technologique concernant l'utilisation d'installations GIS (remplies de SF_6) ou AIS fait partie des paramètres d'évaluation pour déterminer les sites appropriés. Dans la mesure du possible en termes d'espace, on analysera toujours si une installation AIS est envisageable, afin de limiter autant que possible la quantité d'installations ayant recours au SF_6. Cependant, en raison de l'espace important requis, la solution AIS n'est pas toujours une option.

En prenant ces mesures, le développement de ces sites peut, si nécessaire, être lancé rapidement dès que les perspectives des utilisateurs du réseau deviennent suffisamment concrètes.

Dans ce cadre, un projet général de raccordement des utilisateurs du réseau concerné au moyen de courtes liaisons à ces nouvelles sous-stations est déjà prévu.

FIGURE 4.31 : ILLUSTRATION INDICATIVE (APPROXIMATIVE) DES ZONES DE RECHERCHE POUR L'IMPLANTATION DE NOUVELLES SOUS-STATIONS 380 KV DANS LE CADRE DE L'ÉLECTRIFICATION DE L'INDUSTRIE





4.4.3. RACCORDEMENT DE NOUVELLES UNITÉS DE PRODUCTION ET DE STOCKAGE

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Raccordement de la nouvelle unité de production aux Awirs	Rimière 380 kV : nouvelle travée pour le raccordement d'une nouvelle centrale TGV aux Awirs	14	Non	Pour approbation	2025	Décidé
Raccordement de nouvelles unités de stockage ou de production à Dilsen-Stokkem	Nouvelle sous-station 380 kV à Dilsen-Stokkem pour le raccordement de nouvelles unités	15	Oui	Conditionnel	3 à 4 ans après la décision	À l'étude
Raccordement de la nouvelle unité de production à Tessenderlo	Meerhout 380 kV : nouvelle travée pour le raccordement d'une nouvelle centrale TGV à Tessenderlo	16	Non	Conditionnel	2,5 à 3 ans après la décision	À l'étude
Raccordement de la nouvelle unité de production à Manage et Amercoeur	Courcelles 380 kV : deux nouvelles travées pour le raccordement de deux nouvelles unités de production	17	Non	Conditionnel	2,5 à 3 ans après la décision	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le raccordement de chaque nouvelle unité de production d'électricité, au niveau de tension fédéral, au réseau haute tension belge suit un processus de raccordement bien défini, tel que prévu dans le Règlement technique fédéral. Conformément à ce Règlement technique fédéral, la réservation de la capacité de production a lieu à un moment précis du processus de raccordement. Cette réservation de capacité détermine donc le moment à partir duquel Elia doit prendre en compte l'unité de production planifiée dans ses analyses de réseau.

Ces dernières années, plusieurs demandes de raccordement ont été soumises, notamment dans le cadre du mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) [ELI-4], et de la capacité sur le réseau a effectivement été réservée et parfois attribuée pour plusieurs de ces demandes. Le tableau ci-dessous illustre les réservations ou attributions actuellement valides de capacités de production et de stockage d'électricité onshore, supérieures à 200 MW, avec une autorisation de production accordée, au moment de publier le présent Plan de Développement fédéral.

Parmi ces unités de production et de stockage d'énergie, seules les centrales des Awirs et de Seraing ont été sélectionnées pour l'instant dans la première enchère CRM, à savoir l'enchère Y-4 (année moins quatre) pour la première année de livraison 2025-2026. Toutefois, conformément au Règlement technique fédéral actuellement en vigueur, Elia doit prévoir les raccordements nécessaires dans sa planification pour toutes les capacités réservées et attribuées sur le réseau, c'est-à-dire également pour les unités qui n'ont pas (encore) été sélectionnées dans le cadre d'une enchère CRM. Ainsi, dans les études de réseau ultérieures, Elia devrait toujours tenir compte de toutes les capacités déjà réservées et attribuées.

CAPACITÉ DE RÉSEAU RÉSERVÉE POUR LES NOUVELLES UNITÉS DE PRODUCTION ≥ 200 MW, AVEC L'AUTORISATION DE PRODUCTION				
LOCALISATION	POINT DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU ELIA	TYPE DE PRODUIT	PUISSANCE SELON L'AUTORISATION DE PRODUCTION	DATE D'ATTRIBUTION DE L'AUTORISATION DE PRODUCTION [CRG-1][21]
Amercoeur 1	Courcelles 380 kV	Centrale à gaz (type TGCO)	320 MW	04/03/2021
Awirs	Rimière 380 kV	Centrale à gaz (type TGV)	875 MW	04/03/2021
Manage	Courcelles 380 kV	Centrale à gaz (type TGV)	870 MW	16/04/2020
Seraing	Rimière 220 kV	Centrale à gaz (type TGV)	870 MW	05/05/2021
Tessenderlo	Meerhout 380 kV	Centrale à gaz (type TGV)	900 MW	24/12/2020
Vilvorde	Vilvoorde Verbrande Brug 150 kV	Centrale à gaz (type TGV)	875 MW	16/12/2020

21 Date de publication au Moniteur belge.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Ce programme décrit l'ensemble des projets prévus par Elia pour raccorder les unités de production et de stockage d'énergie disposant d'une capacité réservée ou attribuée valide sur le réseau haute tension belge 380 kV. Il s'agit plus particulièrement des projets qui prévoient des travées de raccordement et/ou des raccordements pour ces unités.

Il est à noter que les projets actuels ne concernent que le raccordement des unités au réseau de transport 380 kV.

RACCORDEMENT DE LA NOUVELLE UNITÉ DE PRODUCTION AUX AWIRS

Dans le cadre du mécanisme CRM, une nouvelle centrale au gaz de 875 MW aux Awirs (type TGV) a été sélectionnée lors de l'enchère Y-4 pour 2025. La centrale des Awirs sera raccordée au réseau 380 kV à Rimière, en particulier à la nouvelle sous-station 380 kV qui sera construite à Rimière, comme décrit au §4.5.1.3 qui concerne les renforcements prévus du backbone sud-est.

L'objectif du présent projet est de raccorder la centrale TGV des Awirs à une nouvelle travée dans la nouvelle sous-station GIS 380 kV prévue à Rimière.

Le projet est soumis pour approbation, avec une date de mise en service prévue en 2025, liée au timing de mise en service de la nouvelle centrale des Awirs.

RACCORDEMENT DE NOUVELLES UNITÉS DE STOCKAGE OU DE PRODUCTION À DILSEN-STOKKEM

Le présent projet concerne le raccordement au réseau haute tension belge d'éventuelles nouvelles unités de stockage ou de production à Dilsen-Stokkem.

Un raccordement pour ces nouvelles unités est prévu à proximité immédiate de l'axe Gramme - Van Eyck. Ce projet prévoit à cet effet :

- Une nouvelle sous-station GIS 380 kV à Dilsen, à laquelle les unités seront directement raccordées ;
- L'intégration de cette nouvelle sous-station 380 kV de Dilsen par le bouclage de l'axe Gramme - Van Eyck via cette sous-station.

Le projet est présenté de manière conditionnelle et sera lancé au moment de la décision finale concernant la réalisation de nouvelles unités dans la région. La planification du projet prévoit une mise en service quatre ans après la prise de cette décision.

RACCORDEMENT DE LA NOUVELLE UNITÉ DE PRODUCTION À TESSENDERLO

Le présent projet concerne le raccordement au réseau haute tension belge d'une éventuelle nouvelle centrale au gaz de 900 MW à Tessenderlo (de type TGV).

Si elle est réalisée, la centrale de Tessenderlo sera raccordée à la sous-station voisine de Meerhout (380 kV) par un câble souterrain. À cette fin, une nouvelle travée doit être réalisée dans cette sous-station de Meerhout, ainsi qu'une extension des jeux de barres dans cette sous-station.

Le projet est présenté de manière conditionnelle et sera lancé au moment de la décision finale concernant la réalisation de l'éventuelle nouvelle centrale à Tessenderlo. La planification du projet prévoit une mise en service 2,5 à 3 ans après la prise de cette décision.

RACCORDEMENT DE LA NOUVELLE UNITÉ DE PRODUCTION À MANAGE ET AMERCOEUR

Le présent projet concerne le raccordement au réseau haute tension belge de deux éventuelles nouvelles centrales au gaz :

- Centrale de Manage de 870 MW (type TGV)
- Centrale d'Amercoeur de 320 MW (type turbine à gaz)

Si elles sont réalisées, les deux centrales seront raccordées à la sous-station voisine de Courcelles (380 kV) par un câble souterrain. Dans le cadre du projet Boucle du Hainaut (§4.5.2.2 Boucle du Hainaut), l'ensemble de la sous-station AIS 380 kV existante à Courcelles sera remplacée par une nouvelle sous-station GIS. Toutefois, cette nouvelle sous-station ne sera pas mise en service avant 2027. Si les centrales de Manage et d'Amercoeur devaient entrer en service plus tôt, il faudrait donc prévoir un raccordement temporaire à la sous-station existante 380 kV de Courcelles. Par conséquent, ce projet prévoit la construction d'une ou deux nouvelles travées (en fonction de la réalisation des deux centrales) dans la sous-station AIS 380 kV existante de Courcelles, y compris une extension de cette sous-station existante.

Le projet est soumis conditionnellement à la réalisation de l'une ou des deux centrales de Manage et/ou d'Amercoeur, avant la mise en service de la nouvelle sous-station GIS de Courcelles. Il sera lancé au moment de la décision finale concernant la réalisation de l'éventuelle nouvelle centrale (des éventuelles nouvelles centrales). La planification du projet prévoit une mise en service 2,5 à 3 ans après la prise de cette décision.

4.4.4. INTERACTION ENTRE LE SYSTÈME HORIZONTAL ET LE SYSTÈME VERTICAL

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Gand	Nouvelle sous-station 380 kV comprenant un ou plusieurs transformateurs 380/150 kV 555 MVA afin de créer une capacité d'accueil pour l'électrification de la zone portuaire de Gand et une meilleure gestion des flux sur le réseau 380 kV	11	Nee	Pour approbation	2026	Planifié
Renforcement de la capacité de transformation dans la région d'Anvers	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Zandvliet-Noordland (voir aussi §5.2.4)	18	Non	Pour approbation	2026	À l'étude
	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Zandvliet-Noordland (voir aussi §5.2.4)	19	Non	Conditionnel	2030	À l'étude
Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Campine	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Heze (voir aussi §5.2.1)	20	Non	Pour approbation	2030	À l'étude
	Nouvelle sous-station 380 kV et câble 150 kV vers la nouvelle sous-station 150 kV à Lommel (voir aussi §5.5.1)	21	Non	Pour approbation	2030	À l'étude
Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Genk	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à André Dumont (voir aussi §5.5.1)	22	Oui	Indicatif	2034	À l'étude
Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Liège	Nouvelle sous-station 380 kV de Rimière avec installation d'un troisième transformateur 380/220 kV de 300 MVA (*) (voir aussi §5.6.4)	23	Non	Pour approbation	2025	À l'étude
Renforcement de la capacité de transformation dans la région du Hainaut	Réalisation d'une nouvelle sous-station 380 kV intégrée à Tergnée, dans le cadre d'un nouveau raccordement client 380 kV et d'un nouveau raccordement client 150 kV (voir aussi §5.4.14)	24	Non	Pour approbation	2025	À l'étude
	Installation d'un deuxième terne entre Tergnée et Saint-Amand (voir aussi §5.4.14)	25	Non	Pour approbation	2025	À l'étude
	Nouvelle liaison aérienne AC 380 kV Avelgem - Courcelles partiellement enterrable, y compris les adaptations de poste et le renforcement de la capacité de transformation dans la région du Hainaut occidental (voir aussi §5.4.1) (*)	56	Oui	Planifié	2029-2030	À l'étude
Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Namur	Lonny-Achêne-Gramme phase 1 – installation du transformateur déphaseur 380 kV et installation du deuxième transformateur 380/70 kV à Achêne 380kV (*) (voir aussi §5.8.4)	7	Oui	Planifié	2025	En exécution

(*) Certains des projets figurant dans le tableau ci-dessus (à savoir Baekeland, nouvelle sous-station à Rimière, renforcement dans le Hainaut occidental et renforcement à Achêne, Boucle du Hainaut) ont déjà été abordés ailleurs dans ce chapitre, mais sont répétés ici par souci d'exhaustivité, car ils jouent également un rôle important à ce niveau.



BESOINS ET MOTIVATIONS

L'objectif du réseau de transport interne 380 kV n'est pas seulement de transporter les flux est-ouest et nord-sud sur de longues distances et de créer la capacité d'accueil nécessaire pour le prélèvement et l'injection directs dans le réseau 380 kV. Le réseau 380 kV alimente également les réseaux sous-jacents à des niveaux de tension inférieurs. L'objectif principal de ces réseaux régionaux aux niveaux de tension inférieurs est de transporter l'électricité vers les centres de consommation résidentiels et industriels raccordés à ces réseaux régionaux. Une grande partie de la production est également raccordée à ces réseaux, y compris la plupart des centrales thermiques historiques ainsi que de plus en plus de production décentralisée provenant des réseaux de distribution.

Une certaine capacité de transformation est nécessaire entre le réseau 380 kV (le système horizontal) et les réseaux régionaux sous-jacents (le système vertical). Avec l'augmentation prévue de la consommation électrique due à l'électrification générale attendue de la société, la fourniture d'une capacité de transformation suffisante est très importante. Cette capacité de transformation dépend fortement de la quantité de production et de consommation sur les réseaux régionaux, et doit donc être considérée région par région. Un deuxième moteur de l'augmentation de la capacité de transformation est le fractionnement des réseaux 150 kV (voir aussi §5.1 Vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV).

Compte tenu des augmentations prévues de la consommation et de la production locales ainsi que des augmentations futures des flux dans le réseau de transport belge en général, la capacité de transformation du réseau 380 kV vers les réseaux sous-jacents 220 kV, 150 kV, 110 kV et 70 kV doit être renforcée de manière ciblée.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Les projets actuels visent à renforcer la capacité de transformation dans les différentes régions de manière ciblée, en tenant compte des augmentations prévues de la consommation et de la production locales. Ces projets concernent :

- L'ajout d'un nouveau transformateur entre le réseau 380 kV et un réseau régional à un niveau de tension inférieur ;
- Si nécessaire, la création d'une nouvelle sous-station 380 kV à partir de laquelle le nouveau transformateur sera alimenté. Dans ce contexte, nous recherchons également des synergies possibles, en termes de localisation et d'implantation, avec le besoin de nouvelles sous-stations 380 kV pour l'électrification de l'industrie (§4.4.1 et §4.4.2) ;
- Si nécessaire, la création d'une nouvelle dérivation ou intégration sur un axe 380 kV existant à partir de laquelle le nouveau transformateur ou une nouvelle sous-station sera alimenté.

Ces projets constituent donc le lien entre ce chapitre 4 et le chapitre 5 suivant, dans lequel l'impact de cette capacité de transformation accrue sur les réseaux régionaux sous-jacents est expliqué en détail.

Certains de ces projets sont également brièvement expliqués dans les sections suivantes de ce chapitre (§4.5) qui concernent les développements dans le réseau de transport 380 kV.

Plus précisément, des projets sont prévus pour créer une capacité de transformation supplémentaire à partir du réseau 380 kV, via de nouveaux transformateurs :

- Au niveau des clusters industriels wallons autour de Liège (Rimière), dans le Hainaut (Tergnée, Hainaut occidental) et à Namur (Achêne) ;
- Autour du port de Gand, avec la construction de la nouvelle sous-station Baekeland (§4.4.1) ;
- Autour du port d'Anvers, à Zandvliet-Noordland ainsi qu'un éventuel renfort supplémentaire à un endroit qui reste à déterminer ;
- Au niveau des clusters industriels flamands autour de Genk (André Dumont) et en Campine (Heze, Lommel).

Pour renforcer la capacité de transformation à Heze, une nouvelle dérivation est prévue sur un seul circuit 380 kV de l'axe Massenhoven - Meerhout, à partir duquel le nouveau transformateur sera alimenté.

Pour créer une capacité de transformation supplémentaire à Lommel, une nouvelle dérivation est prévue sur l'axe 380 kV Meerhout - Van Eyck, qui alimentera un nouveau transformateur. Le nouveau transformateur sera installé dans une sous-station 150 kV qui reste à construire, et alimentera à son tour une toute nouvelle sous-station 150 kV à Lommel via un câble souterrain.

Afin de renforcer la capacité de transformation à André Dumont, la sous-station 380 kV existante, qui ne consiste qu'en un transformateur directement raccordé à une dérivation sur l'axe Gramme - Van Eyck, sera transformée en une nouvelle sous-station 380 kV à part entière. À cette fin, un deuxième terne supplémentaire sera ajouté au repiquage existante à Zutendaal sur l'axe Gramme - Van Eyck, ce qui permettra d'intégrer entièrement la sous-station d'André Dumont à l'un des deux ternes de cet axe. Le nouveau (deuxième) transformateur à André Dumont sera raccordé à cette nouvelle sous-station 380 kV.

Afin de renforcer la capacité de transformation à Tergnée, enfin, la sous-station 380 kV existante, qui ne consiste qu'en deux transformateurs directement raccordés à une dérivation à Saint-Amand sur l'axe Gramme - Courcelles, sera transformée en une nouvelle sous-station 380 kV à part entière. À cette fin, un deuxième terne supplémentaire sera ajouté au repiquage existant sur l'axe Gramme - Courcelles, ce qui permettra d'intégrer entièrement la sous-station de Tergnée à l'un des deux ternes de cet axe. Le nouveau transformateur à Tergnée sera raccordé à cette nouvelle sous-station 380 kV.

4.5 Développement du réseau interne 380 kV

Les développements évoqués ci-dessus ne sont possibles qu'avec un réseau 380 kV robuste et fiable. En effet, le réseau interne 380 kV doit être capable, avec un haut degré de fiabilité, de faciliter les échanges internationaux d'énergie, d'intégrer de grandes quantités de SER et de fournir une capacité d'accueil suffisante aux utilisateurs du réseau actuels et futurs. Ce dernier point est particulièrement important car l'Europe est à la veille de la décennie de l'électrification. Cette électrification entraînera une augmentation très importante de la consommation d'énergie électrique (voir §2.1.6.1 Hypothèses pour la Belgique et §2.1.6.2 Hypothèses pour l'Europe). Par conséquent, de plus en plus d'utilisateurs du réseau se raccorderont directement au niveau 380 kV à l'avenir, comme indiqué ci-dessus.

Une capacité de transformation doit également être prévue pour alimenter les niveaux de tension inférieurs. En effet, la production d'électricité ne se trouve pas nécessairement au même endroit que la consommation de cette électricité. Au contraire, dans le futur système électrique, plus que jamais, les grands centres de production connus et les grands consommateurs seront géographiquement éloignés. Alors qu'aujourd'hui, par exemple, les grands centres de consommation d'électricité sont situés autour du Hainaut, d'Anvers, de Bruxelles et dans la région de Gand, à l'avenir, cette électricité sera principalement produite en mer du Nord et autour de Liège (compte tenu de la construction prévue de deux nouvelles grandes centrales TGV efficaces dans la région). Ce transport des centres de production vers les centres de consommation sur de plus longues distances exerce naturellement une pression supplémentaire sur le réseau interne 380 kV, également appelé backbone du réseau de transport.

Les évolutions évoquées ci-dessus se traduisent par une augmentation de l'ampleur et de la volatilité des flux (courants) sur le réseau 380 kV. La section 3.3 Besoins de développement du réseau interne de 380 kV traite de cette question plus en détail et illustre clairement la nécessité des renforcements expliqués ci-dessous.

Le réseau interne belge 380 kV peut être subdivisé en cinq régions, d'ouest en est :

1. Le backbone nord-ouest

2. Le backbone centre-ouest

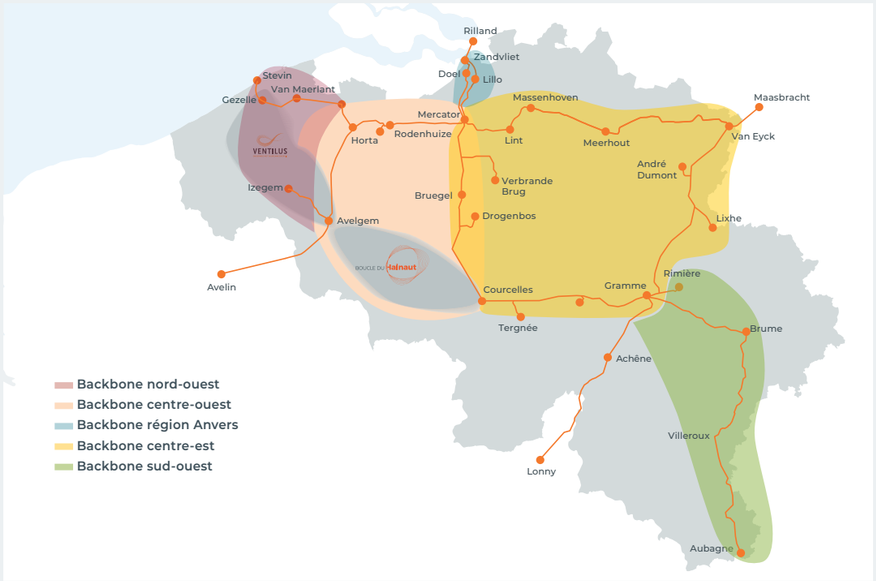
3. Le backbone de la région d'Anvers

4. Le backbone centre-est

5. Le backbone sud-est



FIGURE 4.32 : VUE D'ENSEMBLE DES SECTIONS DU BACKBONE INTERNE 380 KV



Ce chapitre décrit les développements prévus de ces cinq sections du réseau interne belge 380 kV. La première étape consiste à exploiter pleinement le potentiel des axes existants. Cette **optimisation du potentiel existant** peut se faire de différentes manières :

- Fournir un terne supplémentaire sur les axes où les pylônes à haute tension le permettent ;
- Le renforcement des axes existants en remplaçant les ternes existants avec des câbles classiques par des ternes avec des câbles à haute performance, ce qui, dans certains cas, fait plus que doubler la capacité de transport. Les pylônes à haute tension seront également renforcés ou remplacés, le cas échéant, pour qu'ils puissent supporter des charges de vent plus élevées, afin d'accroître la robustesse du réseau au niveau local ;
- Augmenter le taux d'utilisation des axes en installant des dispositifs Ampacimon, qui permettent de mieux estimer la capacité de transport réelle des lignes à haute tension en fonction de leur niveau de charge et des conditions météorologiques réelles. Ce principe est appelé Dynamic Line Rating ;
- Optimiser les flux dans le réseau en plaçant des impédances (ajustables ou non) en des points bien définis du réseau. Par exemple, l'installation de transformateurs déphaseurs ou de bobines en série.

L'optimisation du potentiel existant permet déjà de réaliser des bénéfices importants, mais cela ne suffit pas à assurer la capacité de transport nécessaire du réseau interne 380 kV, en outre de manière suffisamment fiable. Par conséquent, la **réalisation des maillons manquants**, tels que Ventilus et la Boucle du Hainaut dans le réseau interne 380 kV, est également indispensable.

Outre l'augmentation de la capacité de transport, des mesures visant à **assurer la stabilité du système** sont également mises en œuvre. Le réseau interne belge évolue vers un réseau comportant davantage de liaisons souterraines, ce qui signifie que de plus en plus de puissance réactive est induite dans le système. Cette puissance réactive doit être compensée localement par des bobines de compensation (également appelées réacteurs shunt). En outre, des mesures sont nécessaires en raison des problèmes de stabilité spécifiques liés à l'intégration de grandes quantités de SER.

Alors que dans le passé, seul le backbone centre-est formait une boucle, à l'avenir, à condition que les liaisons critiques telles que Stevin et Horta-Mercator soient intégrées par la réalisation de Ventilus et de la Boucle du Hainaut, le réseau belge passera d'une boucle 380 kV à trois boucles 380 kV. Cette architecture de réseau offre une augmentation significative de la capacité de transport ainsi que la robustesse et la flexibilité nécessaires pour ancrer notre position centrale dans le système européen et organiser de manière ordonnée les prochaines étapes vers 2050.

4.5.1. OPTIMISER LE POTENTIEL EXISTANT

4.5.1.1. Renforcement du backbone interne Centre-Est

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Extension de la sous-station avec couplage 380 kV et upgrade de la travée à Massenhoven en raison d'une intensité de courant plus élevée dûe à l'upgrade HTLS Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	26	Oui	Planifié	2024	En exécution
	Upgrade des travées à Meerhout en raison d'une intensité de courant plus élevée dûe à l'upgrade HTLS Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	27	Oui	Planifié	2024	En exécution
	Upgrade du terne existant 380 kV vers des câbles HTLS et installation d'un deuxième terne en câbles HTLS 380 kV, qui remplace le terne existant 150 kV sur la série de pylônes entre Massenhoven et Heze.	28	Oui	Planifié	2026	En exécution
Restructuration sous-station Mercator 380 kV	Déplacement de pylônes 380 kV	29	Oui	Planifié	2025	Planifié
	Ajout d'un troisième jeu de barres	30	Oui	Planifié	2028	Planifié
Renforcement l'axe Mercator - Bruegel	Upgrade des conducteurs classiques de la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV	31	Oui	Planifié	2026	En exécution
	Remplacement de la sous-station 380 kV et de la basse tension dans la sous-station 150 kV de Bruegel	32	Oui	Pour approbation	2027	À l'étude
Renforcement l'axe Mercator - Massenhoven	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Mercator et Massenhoven et installation d'un 4e terne 380 kV entre Mercator et Lint	33	Oui	Planifié	2030-2032	À l'étude
Renforcement de l'axe Gramme - Van Eyck	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Gramme et Van Eyck	34	Oui	Planifié	2030-2032	À l'étude
Renforcement de l'axe Bruegel - Courcelles	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Bruegel et Courcelles	35	Oui	Planifié	2032-2035	À l'étude
Renforcement de l'axe Gramme - Courcelles	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Gramme et Courcelles	36	Oui	Planifié	2035-2038	À l'étude
Utilisation optimale du backbone centre-est	Installation de transformateurs déphaseurs dans la boucle Mercator - Van Eyck - Gramme - Courcelles	37	Non	Conditionnellement d'autres études de réseau	2030-2035	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le backbone centre-est, constitué d'une structure en anneau entre les sous-stations Mercator, Van Eyck, Gramme et Courcelles, sera le cœur du réseau de transport belge en 2024. La structure en anneau peut être subdivisée en quatre axes principaux : Mercator - Van Eyck, Gramme - Van Eyck, Gramme - Courcelles et Mercator - Courcelles. Ces axes, tous constitués de liaisons aérienne AC 380 kV, passent par certains nœuds importants du réseau de transport 380 kV, tels que les sous-stations de Massenhoven, Meerhout et Bruegel.

Les augmentations prévues de la capacité d'interconnexion avec les pays voisins ainsi que l'intégration de l'électricité renouvelable, dont une part importante est produite en mer du Nord mais consommée (loin) à l'intérieur des terres, entraîneront une augmentation des flux est-ouest et sud-nord dans le réseau de transport belge. La structure annulaire du backbone centre-est doit être fondamentalement renforcée pour faire face à ces flux croissants. Ce renforcement présente les motivations suivantes :

1. Transporter l'électricité renouvelable de la mer du Nord, provenant de l'axe existant Horta - Mercator et du nouvel axe Avelgem - Courcelles (projet Boucle du Hainaut), vers des centres de prélèvement industriels à Liège, Anvers et Bruxelles, entre autres ;
2. Créer les capacités d'accueil nécessaires aux nouvelles unités de production prévues autour de cette dorsale centre-est ;
3. Créer les capacités d'accueil nécessaires au prélèvement des utilisateurs du réseau existants et futurs autour de cette dorsale centre-est ;
4. Créer la capacité nécessaire pour renforcer les interconnexions existantes avec les pays voisins, comme le renforcement de l'axe Achêne - Lonny (France) et le renforcement de l'axe Van Eyck - Maasbracht (Pays-Bas) ;
5. Créer la capacité nécessaire pour intégrer de nouvelles interconnexions avec les pays voisins, comme l'interconnexion offshore hybride avec le Danemark (TritonLink) et une deuxième interconnexion avec l'Allemagne.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU CLUSTER DE PROJETS

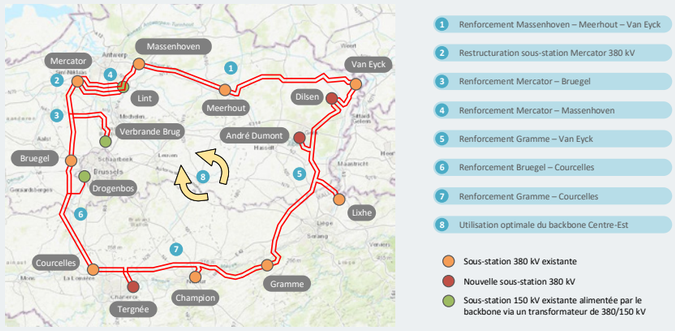
Le renforcement de la structure annulaire est réalisé dans un premier temps par une augmentation significative de la capacité de transport des quatre axes principaux existants. À cette fin, les conducteurs existants de ces axes sont remplacés par des conducteurs à haute performance. Les pylônes à haute tension sont renforcés ou remplacés, le cas échéant, pour qu'ils puissent supporter des charges de vent plus élevées, afin d'accroître la robustesse du réseau au niveau local. En outre, si nécessaire, les adaptations requises seront apportées aux sous-stations intermédiaires, afin que les flux plus importants puissent également y passer.

Ensuite, un projet est également inclus pour faciliter l'utilisation optimale du backbone centre-est. Ce projet consiste à installer au minimum deux et au maximum quatre transformateurs déphaseurs 380 kV dans la boucle Courcelles-Gramme-Van Eyck-Mercator.

Le renforcement du backbone centre-est a déjà commencé en 2020 avec le renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck et sera achevé dans un horizon de 15 à 18 ans. Compte tenu des nombreuses coupures nécessaires pour travailler sur ces axes existants déjà fortement chargés, les renforcements devraient être effectués par axe, de façon partiellement phasée. L'ordre d'exécution dépend fortement du timing des autres développements du réseau, car le renforcement de chaque axe est une condition préalable importante à l'exécution de certains autres projets, qui ne sont pas nécessairement les mêmes par axe. Cet ordre, et donc les périodes dans lesquelles les différents renforcements sont prévus, sont donnés à titre indicatif dans le tableau ci-dessus, mais peuvent évoluer en fonction des développements du réseau connexes.

Le renforcement de l'ensemble du backbone centre-est est réparti entre les huit projets suivants.

FIGUUR 4.33 : BACKBONE CENTRE-EST : DÉVELOPPEMENTS FUTURS DU RÉSEAU



RENFORCEMENT DE L'AXE MASSENHOVEN - MEERHOUT - VAN EYCK

Le renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck était déjà mentionné (sous condition) dans le Plan de Développement fédéral 2015-2025 et a été soumis pour approbation dans le Plan de Développement 2020-2030.

Le projet consiste à renforcer la liaison existante 380 kV entre les sous-stations Van Eyck et Massenhoven, qui est interrompue par la sous-station Meerhout. La liaison, qui consiste initialement en un seul terne (aérien), comprendra à terme deux ternes avec des câbles à haute performance.

Le renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck sera réalisé en plusieurs phases et comprend :

- Le tirage d'un deuxième terne 380 kV en câbles haute performance sur les pylônes existants entre Massenhoven et Van Eyck. Sur le tronçon entre Massenhoven et Heze, le terne 150 kV existant sera remplacé à cet effet par le nouveau terne 380 kV. Le tronçon entre Heze et Meerhout puis vers Van Eyck dispose actuellement d'un terne 380 kV et un deuxième terne 380 kV est en cours d'installation;
- Le remplacement du terne existant 380 kV par un terne 380 kV en câbles à haute performance ;
- L'installation d'un couplage dans la sous-station 380 kV de Massenhoven ;
- L'ajout de nouvelles travées et l'upgrade des travées existantes dans les sous-stations concernées afin de pouvoir utiliser pleinement la capacité des câbles à haute performance.

Les travaux de renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck ont déjà commencé en 2020 et visent à rendre l'axe renforcé opérationnel en 2026.

RESTRUCTURATION SOUS-STATION MERCATOR 380 KV

La restructuration de la sous-station Mercator 380 kV a déjà été soumise pour approbation dans le plan de développement 2020-2030.

Le but de ce projet est d'étendre la sous-station avec un troisième jeu de barres. Ce troisième jeu de barres garantit le maintien d'une topologie de réseau robuste et sûre, même pendant les coupures telles que la maintenance. Compte tenu des conséquences potentielles d'un incident dans ce poste, son importance ne doit pas être sous-estimée. Sans l'installation de ce troisième rail, la seule alternative est de limiter les échanges sur le marché international.

L'ordre des travées sera également optimisé afin d'obtenir un meilleur flux, tant ouest-est que nord-sud. Enfin, tous les dispositifs à haute tension qui ne peuvent pas résister à un courant de court-circuit de 63 kA seront remplacés.

Le projet est en cours d'exécution et devrait être mis en service en 2028.

RENFORCER L'AXE MERCATOR - BRUEGEL

Le renforcement de l'axe Mercator - Bruegel a déjà été soumis pour approbation dans le plan de développement 2020-2030.

Le projet consiste à renforcer la liaison existante 380 kV entre les sous-stations Mercator et Bruegel en remplaçant les deux ternes existants par des ternes avec des câbles haute performance.

Le renforcement de l'axe Mercator - Bruegel sera réalisé en deux phases :

- Remplacement des câbles sur les deux ternes entre la sous-station 380 kV de Mercator et Buggenhout (où se trouve la dérivation vers la sous-station Verbrande Brug à Vilvorde) ;
- Remplacement des conducteurs sur les deux ternes entre Buggenhout et la sous-station 380 kV de Bruegel ;
- Renforcement des travées d'arrivée de cet axe dans la sous-station 380 kV de Bruegel afin que ces travées d'arrivée puissent supporter le courant nominal total de l'axe renforcé. Ce renforcement est inclus dans un projet de remplacement de l'ensemble de la sous-station 380 kV de Bruegel, comme décrit dans le §5.10.4.

Les travaux de renforcement de l'axe Mercator-Bruegel ont déjà commencé en 2022, avec une mise en service de la partie de l'axe renforcé entre Mercator et Buggenhout en 2024, et de la partie entre Buggenhout et Bruegel en 2026. La mise en service des travées d'arrivée renforcées à Bruegel est prévue pour 2027.

RENFORCEMENT DE L'AXE MERCATOR - MASSENHOVEN

Le renforcement de l'axe Mercator - Massenhoven a déjà été soumis pour approbation dans le plan de développement 2020-2030. L'axe 380 kV entre Mercator et Massenhoven joue un rôle important dans le transport des flux est-ouest à travers le réseau de transport belge, et peut être considéré en deux parties distinctes :

- La liaison entre Mercator et Lint, constituée de pylônes à quatre ternes sur lesquels se trouvent déjà trois ternes 380 kV : deux lignes de flux qui se poursuivent jusqu'à Massenhoven et un terne qui alimente un transformateur 380/150 kV à Lint. L'une des deux lignes de flux comporte également une dérivation vers un deuxième transformateur 380/150 kV à Lint.
- La liaison entre Lint et Massenhoven, constituée de pylônes à deux ternes sur lesquels se trouvent déjà deux ternes 380 kV : les deux lignes de flux qui vont de Mercator à Lint et ensuite à Massenhoven.

Le projet de renforcement de l'axe Mercator - Massenhoven comporte :

- Le remplacement des deux ternes existants des lignes de flux par des ternes avec des conducteurs à haute performance sur tout l'axe, de Mercator à Lint et plus loin de Lint à Massenhoven ;
- L'ajout d'un 4e terne sur l'axe entre Mercator et Lint, sur les pylônes à quatre ternes existants déjà prévus à cet effet.

L'augmentation de la capacité de cet axe complète, après le renforcement antérieur de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck, le renforcement intégral de l'axe nord du backbone centre-est, et facilite la poursuite des flux est-ouest.

Le projet est actuellement en phase d'étude, avec une mise en service de l'axe renforcé prévue au cours de la période 2030-2032. Le moment de la réalisation du nouveau 4e terne est à confirmer au travers d'études de réseau supplémentaires.

RENFORCEMENT DE L'AXE GRAMME - VAN EYCK

Le renforcement de l'axe Gramme – Van Eyck était déjà mentionné (sous condition) dans le Plan de Développement fédéral 2015-2025 et a été soumis pour approbation dans le Plan de Développement 2020-2030.

Le projet consiste à renforcer la liaison existante 380 kV entre les sous-stations de Gramme et Van Eyck en remplaçant les deux ternes existants par des ternes avec des câbles à haute performance. L'axe Gramme - Van Eyck a une fonction importante dans le transport de l'énergie produite dans la région de Liège (centrales à gaz aux Awirs et à Seraing, centrale nucléaire à Tihange) et du Luxembourg (centrale hydro-électrique à Coo) vers les centres de consommation du nord du pays. Cet axe est également un maillon important pour faciliter une capacité de transport nord-sud suffisante dans le réseau belge lié aux flux frontaliers à la frontière nord à Van Eyck et à la frontière sud à Achêne. L'augmentation de la capacité de l'axe Gramme - Van Eyck facilitera donc

une augmentation future de ces flux nord-sud liée aux renforcements prévus des interconnexions Van Eyck - Maasbracht (NL) (voir §4.3.2) et Lonny (FR) - Achêne - Gramme (voir §4.3.1). Le renforcement de l'axe Gramme - Van Eyck est aussi nécessaire pour intégrer dans une phase ultérieure une 2e interconnexion avec l'Allemagne dans la région autour de Gramme (cf. §4.3.3).

Le projet est actuellement en phase d'étude, avec une mise en service de l'axe renforcé prévue entre 2030 et 2032.

RENFORCEMENT DE L'AXE BRUEGEL - COURCELLES

Le renforcement de l'axe Bruegel - Courcelles a déjà été soumis pour approbation dans le plan de développement 2020-2030.

Le projet consiste à renforcer la liaison existante 380 kV entre les sous-stations Bruegel et Courcelles en remplaçant les deux ternes existants par des ternes avec des câbles haute performance.

L'axe Bruegel-Courcelles joue également un rôle important en facilitant les flux nord-sud à travers le réseau de transport belge. Ce rôle sera encore renforcé lorsque le nouvel axe Avelgem-Courcelles sera mis en service (§4.5.2.2 Boucle du Hainaut), à la suite de quoi l'axe Bruegel-Courcelles devra transporter des flux supplémentaires provenant de France via l'axe Avelin/Mastaing-Avelgem ainsi que de l'énergie verte de la mer du Nord vers le nord du pays.

Un renforcement de l'axe Bruegel-Courcelles facilite l'augmentation future des flux nord-sud par cet axe central, ce qui est confirmé par les simulations de marché et de réseau (voir §3.3 Besoins du développement du réseau interne 380 kV).

Le projet est actuellement en phase d'étude, avec une mise en service de l'axe renforcé prévue entre 2032 et 2035.

RENFORCEMENT DE L'AXE GRAMME - COURCELLES

Le renforcement de l'axe Gramme - Courcelles a déjà été soumis pour approbation dans le plan de développement 2020-2030.

Le projet consiste à renforcer la liaison 380 kV existante entre les sous-stations de Gramme et de Courcelles en remplaçant les deux ternes existants par des ternes avec câbles à haute performance et constitue la dernière étape du renforcement de la structure annulaire Mercator - Van Eyck - Gramme - Courcelles.

L'axe joue un rôle important dans le transport des flux est-ouest à travers le réseau de transport belge. Ce rôle sera encore renforcé lorsque le nouvel axe Avelgem-Courcelles sera mis en service (§4.5.2.2 Boucle du Hainaut), à la suite de quoi l'axe Gramme-Courcelles transportera des flux supplémentaires provenant de France via l'axe Avelin/Mastaing-Avelgem ainsi que de l'énergie verte de la mer du Nord vers l'est du pays.

Le renforcement de l'axe Gramme - Courcelles facilite l'intégration d'une 2e interconnexion avec l'Allemagne, dans le cas où elle serait raccordée dans la région de Gramme.

Le projet est actuellement en phase d'étude, avec une mise en service de l'axe renforcé prévue entre 2035 et 2038.

UTILISATION OPTIMALE DU BACKBONE INTERNE CENTRE-EST

En complément et facilitant les projets de renforcement en cours avec des câbles à haute performance (HTLS), comme expliqué dans ce chapitre et approuvé dans le précédent Plan de Développement, ce projet vise à optimiser l'utilisation de la capacité de transport du backbone interne Centre-Est en ajoutant au moins deux à maximum quatre transformateurs déphaseurs à 380 kV dans la boucle de Courcelles-Gramme-Van Eyck-Mercator. La faisabilité du transport, la disponibilité des terrains pour l'installation et la capacité de transport des liaisons 380 kV intégrées détermineront le nombre de transformateurs déphaseurs dans l'une des sous-stations 380 kV existantes le long de cette boucle ou d'une nouvelle station, telle que prévue dans le contexte des besoins d'électrification croissants.

Les transformateurs déphaseurs permettent une meilleure répartition dynamique des courants dans la boucle dans laquelle ils sont placés. Cela permet d'utiliser de manière optimale la capacité disponible de ces liaisons. Une meilleure distribution de l'électricité favorise non seulement un fonctionnement efficace du marché, mais pourra également contribuer davantage à la capacité d'accueil du réseau 380 kV pour soutenir, entre autres, l'électrification du Hainaut, le stockage central au Luxembourg, etc.

Comme le démontre le §3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV, il faut déjà s'attendre à des congestions limitées dans le cadre d'une exploitation normale du réseau avec les interconnexions et le mix énergétique prévus à l'horizon 2030 - 2035, qui ne peuvent être résolues autrement qu'avec un redispatch coûteux.

D'autre part, ces transformateurs déphaseurs peuvent également faciliter la réalisation des travaux nécessaires à l'installation des câbles haute performance sur le backbone. Ces travaux nécessitent en effet des temps d'arrêt prolongés (semaines à mois) pour certains couloirs. Cela peut entraîner des congestions importantes, voire avoir un impact sur la capacité d'échange du marché, qui peuvent être (partiellement) gérées en contrôlant de manière optimale les flux à travers le backbone centre-est grâce à ces transformateurs déphaseurs.

Le projet est présenté sous condition à l'horizon 2030-2035, car une analyse coûts-bénéfices plus détaillée doit encore être réalisée pour comparer la solution d'infrastructure avec d'autres options.

4.5.1.2. Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers

PROJET	DESCRIPTION	ID FOP	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	Brabo III - Upgrade de la liaison 150 kV existante vers une nouvelle liaison 380 kV	38	Oui	Planifié	2025	En exécution
	Renforcement de la capacité de transport de la ligne 380 kV entre Doel et Zandvliet	39	Non	Conditionnel	2030	À l'étude
	Renforcement de la capacité de transport du premier couloir 380 kV entre Doel et Mercator	40	Non	Conditionnel	2035	À l'étude
	Renforcement de la capacité de transport du deuxième couloir 380 kV entre Doel et Mercator	41	Non	Conditionnel	2038	À l'étude
	Upgrade de la sous-station 380 kV de Doel vers un pouvoir de coupure de 63 kA	42	Non	Pour approbation	2025	En exécution
	Upgrade de la sous-station 380 kV de Zandvliet vers un pouvoir de coupure de 63 kA	43	Non	Pour approbation	2025	En exécution
	Déplacement d'une partie de deux couloirs 380 kV entre Mercator et Doel pour la construction du Tweede Getijdendok	44	Oui	Conditionnel	2027-2030	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le renforcement du backbone interne dans la région d'Anvers présente les motivations suivantes :

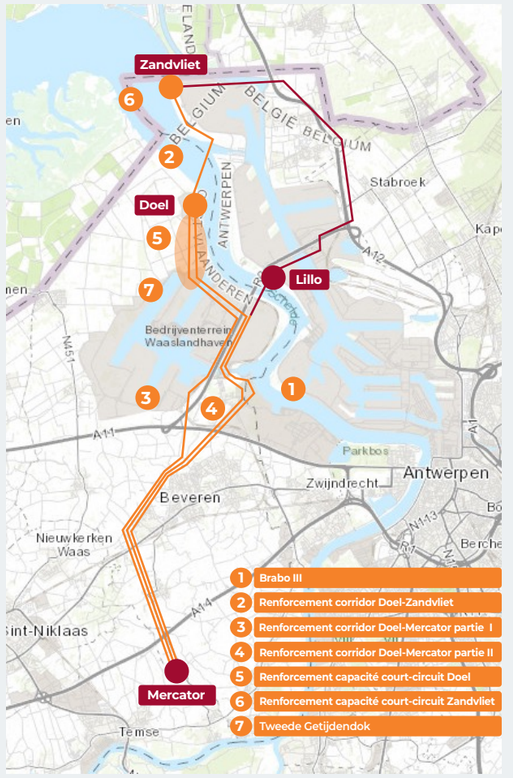
1. L'augmentation de la capacité de raccordement pour le prélèvement, nécessaire à l'électrification de l'industrie à Anvers ;
2. L'augmentation de la capacité de raccordement pour la production dans le but de verduriser et de sécuriser davantage le besoin en énergie dans la région d'Anvers ;
3. Éviter que le réseau de transport interne ne devienne un goulot d'étranglement pour les échanges d'électricité avec les pays voisins, conformément à la réglementation européenne [EUC-20].

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU CLUSTER DE PROJETS

L'électrification de l'industrie dans le port d'Anvers augmentera la charge sur le réseau à haute tension. L'arrivée des e-crackers et des e-boilers, entre autres, entraîne des augmentations de puissance importantes. Avec les projets Brabo I et II [ELI-15], Elia a déjà beaucoup investi dans le renforcement du réseau 380 kV d'Anvers. Dans la troisième phase de Brabo, Elia prévoit de construire une nouvelle liaison double ligne entre les sous-stations de Lillo et Mercator.

Après Brabo III, les liaisons aériennes entre les sous-stations de Doel et de Zandvliet constituent le prochain goulot d'étranglement. Après le renforcement de ces liaisons, le prochain goulet d'étranglement se déplacera vers les liaisons aériennes entre Doel et Mercator.

FIGURE 4.34 : DÉVELOPPEMENTS FUTURS DU RÉSEAU 380 KV D'ANVERS



RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSPORT DE LA LIGNE 380 KV ENTRE DOEL ET ZANDVLIET

Les câbles existants sur les liaisons aériennes 380 kV entre les sous-stations de Doel et de Zandvliet seront remplacés par des câbles plus efficaces. La faisabilité du remplacement des câbles de la traversée de l'Escaut doit encore être étudiée en détail en raison de sa complexité technique.

Vu l'importance accrue des lignes 380 kV après le renforcement, la fiabilité des pylônes est améliorée dans le même temps.

Le renforcement entre Doel et Zandvliet est à l'étude avec une mise en service prévue en 2030. Le timing de ce besoin est conditionnel, et peut évoluer en fonction de la vitesse d'électrification de l'industrie.

RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSPORT DU PREMIER COULOIR 380 KV ENTRE DOEL ET MERCATOR

Les câbles existants sur la première et la deuxième liaison aérienne 380 kV entre les sous-stations de Doel et de Mercator seront remplacés par des câbles haute performance. Vu l'importance accrue des lignes 380 kV après le renforcement, la fiabilité des pylônes est également améliorée en ce qui concerne les risques climatiques (ex. charge de vent).

Le renforcement de la première ligne entre Doel et Mercator est à l'étude avec une mise en service prévue en 2035. Le timing de ce besoin est conditionnel, et peut évoluer en fonction de la vitesse d'électrification de l'industrie.

RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSPORT DU DEUXIÈME COULOIR 380 KV ENTRE DOEL ET MERCATOR

Les câbles existants sur la troisième et la quatrième liaison aérienne 380 kV entre les sous-stations de Doel et de Mercator seront remplacés par des câbles haute performance. Vu l'importance accrue des lignes 380 kV après le renforcement, la fiabilité des pylônes est également améliorée en ce qui concerne les risques climatiques (ex. charge de vent).

Le renforcement de la deuxième ligne entre Doel et Mercator est à l'étude avec une mise en service prévue en 2038. Le timing de ce besoin est conditionnel, et peut évoluer en fonction de la vitesse d'électrification de l'industrie.

REVALORISATION DE LA SOUS-STATION 380 KV DE DOEL VERS UN COURANT DE COURT-CIRCUIT DE 63 KA

Avec la poursuite de l'expansion du réseau de transmission européen 380 kV et l'augmentation constante des interconnexions, la puissance de court-circuit qui peut être libérée en cas de court-circuit augmente. Si les équipements du réseau de transport ne peuvent pas supporter cette puissance de court-circuit plus élevée, il existe un risque d'explosion des équipements en cas de court-circuit.

Comme les équipements existants à Doel ne peuvent pas faire face à une telle puissance de court-circuit, cette sous-station doit être équipée de dispositifs pouvant résister à cette puissance de court-circuit plus élevée. Les dispositifs à haute tension qui ne peuvent pas résister à un courant de court-circuit de 63 kA seront donc remplacés.

L'upgrade de la sous-station 380 kV de Doel est en cours, la mise en service étant prévue pour 2025.

REVALORISATION DE LA SOUS-STATION 380 KV DE ZANDVLIET VERS UN COURANT DE COURT-CIRCUIT DE 63 KA

Comme pour la sous-station 380 kV de Doel, tous les dispositifs à haute tension qui ne peuvent pas supporter un courant de court-circuit de 63 kA sont également remplacés à Zandlviet.

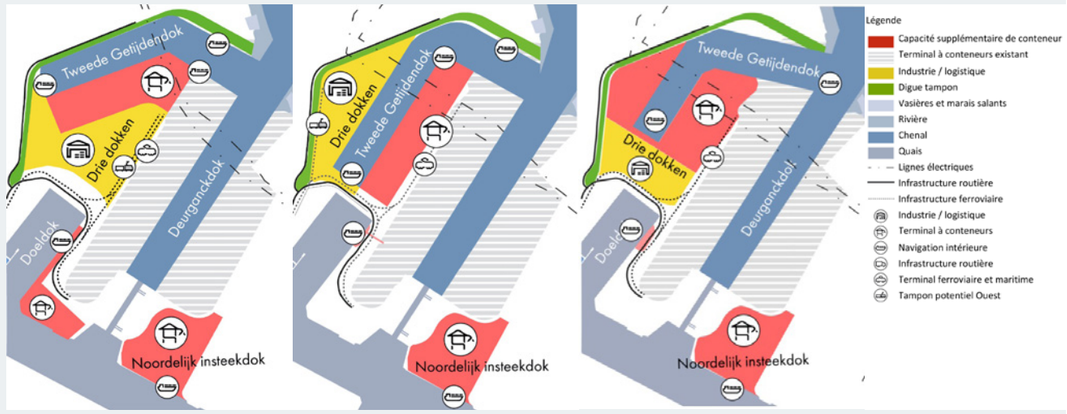
L'upgrade de la sous-station 380 kV de Zandvliet est en cours, la mise en service étant prévue pour 2025.

DÉPLACEMENT DES PYLÔNES EN RAISON DE LA CONSTRUCTION DU TWEEDE GETIJDENDOK

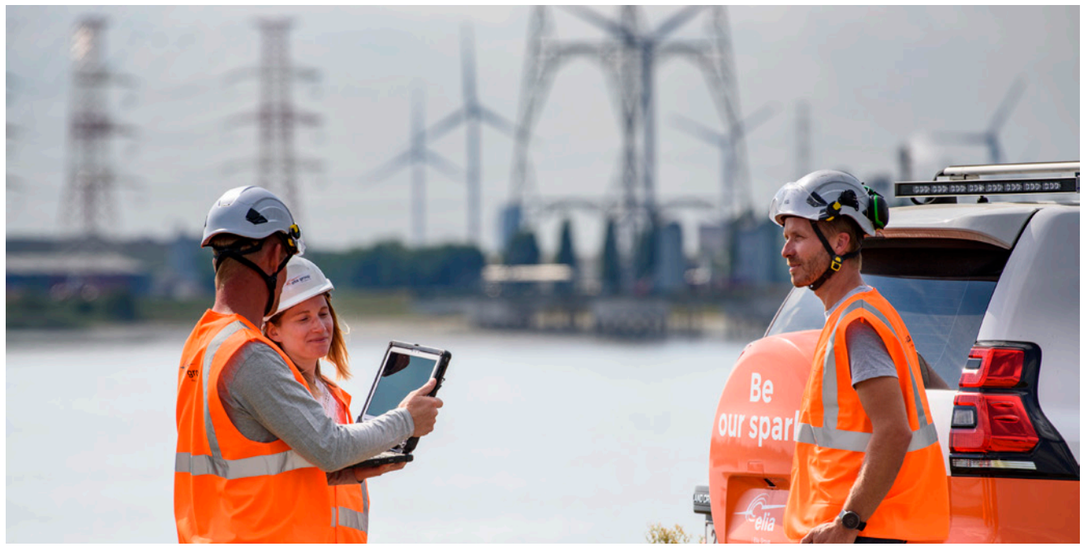
Les autorités flamandes, en collaboration avec l'autorité portuaire commune Port of Antwerp-Bruges, veulent augmenter la capacité de conteneurs du port d'Anvers en construisant un nouveau dock, le Tweede Getijdendok. Le projet faisait déjà partie du précédent Plan de Développement fédéral sous le nom de « Saeftinghedok ».

e nouveau quai sera situé à quelques kilomètres au sud de la sous-station 380 kV de Doel. L'emplacement exact du dock dans cette région doit encore être arrêté par les autorités flamandes et l'autorité portuaire Port of Antwerp-Bruges. Deux séries de pylônes 380 kV, reliant les sous-stations de Doel et Mercator, traversent cette zone. En fonction de l'emplacement exact du quai, Elia Transmission Belgium devra déplacer 10 à 20 pylônes 380 kV, dont certains feront plus de 200 mètres de haut.

FIGURE 4.35 : TROIS VARIANTES POSSIBLES POUR LE DEUXIÈME BASSIN À FLOT [VLA-1]



Le projet Tweede Getijdendok est à l'étude, avec une date de mise en service prévue entre 2027 et 2030 si le timing actuel est maintenu par l'autorité portuaire. Le projet est inclus de manière conditionnelle en fonction de la réalisation concrète du Tweede Getijdendok.



4.5.1.3. Renforcement du backbone interne Sud-Est

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Gramme - Rimière	Nouvelle sous-station 380 kV de Rimière avec installation d'un troisième transformateur 380/220 kV de 300 MVA	23	Non	Pour approbation	2025	Décidé
	Installation d'un deuxième terne sur la ligne 380 kV Gramme - Rimière	45	Non	Pour approbation	2025	Décidé
	Nouvelle travée dans la sous-station 380 kV de Gramme pour le deuxième terne Gramme - Rimière	46	Non	Pour approbation	2025	Décidé
Brume - Gramme	Renforcement avec des câbles à haute performance & sous-station Brume	47	Oui	Conditionnel	≥ 2030	À l'étude
Aubange - Villeroux	Ajout d'un deuxième terne sur une ligne 380 kV, exploité à 220 kV	48	Non	Pour approbation	2035	À l'étude
	Exploitation de l'ensemble de l'axe à 380 kV et renforcement du terne existant avec des conducteurs à haute performance	49	Oui	Indicatif	2035-2040	À l'étude
Villeroux-Brume	Conversion de la tension d'exploitation 220 kV à 380 kV et capacité de transformation correspondante Étude du renforcement avec des câbles à haute performance	50	Oui	Indicatif	2035-2040	À l'étude
Villeroux - Rimière	Réaffectation ou remplacement du couloir existant 220 kV	51	Non	Indicatif	2040	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le backbone sud-est, qui couvre principalement la province de Luxembourg et une partie de la province de Liège, se compose aujourd'hui de :

- Une liaison aérienne 380 kV entre Aubange et Villeroux sur un seul terne, longeant (sans dérivation vers celle-ci) la sous-station 220 kV de Villeroux ;
- Une liaison aérienne 380 kV entre Villeroux et Brume avec deux ternes, l'un exploité à 380 kV et l'autre à 220 kV ;
- Une liaison aérienne380 kV entre Brume et Gramme, constituée de deux ternes ;
- Une liaison aérienne 380 kV entre Rimière et Gramme, constituée d'un seul terne ;
- Un réseau 220 kV bien développé, qui assure l'approvisionnement supplémentaire de la région, soutient également les échanges de marché entre Aubange et Rimière.

La poursuite du développement du backbone sud-est est nécessaire à long et moyen termes pour les raisons suivantes :

1. Contribuer à la poursuite de l'intégration du marché européen, en facilitant l'augmentation des flux de marché au niveau des futurs renforcements frontaliers potentiels avec le Luxembourg et/ou la France autour d'Aubange (voir également §4.6.2 Développement des interconnexions onshore) ;
2. Créer les capacités d'accueil nécessaires aux futures nouvelles unités de production prévues et potentielles, y compris les unités pour le stockage d'énergie autour de cette dorsale centre-est ;
3. Fin de vie prévue des liaisons 220 kV existantes, en particulier Aubange-Villeroux 220 kV vers 2035 et Villeroux-Rimière 220 kV vers 2040.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU CLUSTER DE PROJETS

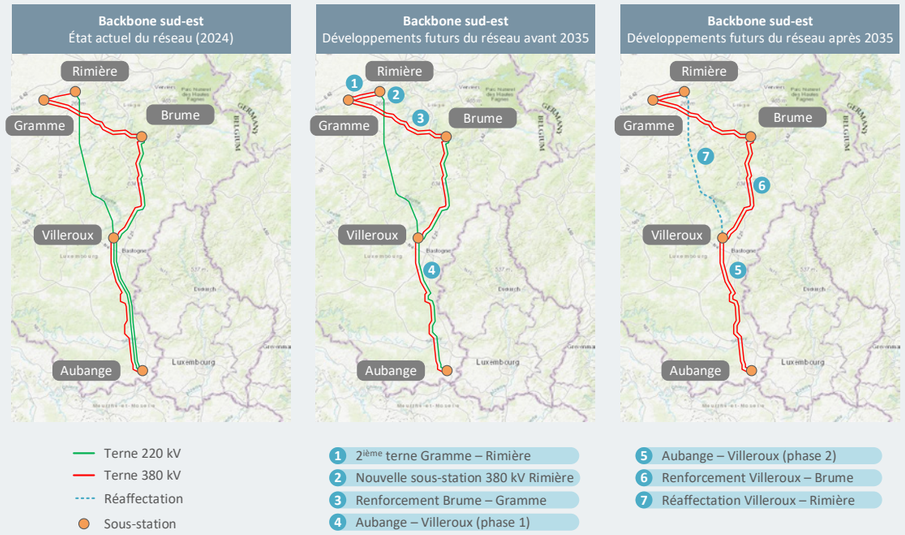
Ce cluster de projets décrit le renforcement prévu du backbone sud-est en développant et en renforçant les axes déjà existants. Cela concerne le développement dans les trois domaines suivants :

- Ajouter un deuxième terne 380 kV là où cela n'est pas encore prévu, si possible ;
- Remplacer les ternes existants 380 kV avec câbles classiques par de nouveaux ternes 380 kV avec des câbles à haute performance ;
- Renforcer davantage le réseau 220 kV dans la région ou mettre à niveau les axes 220 kV existants en vue d'une exploitation future à 380 kV.

Dans les trois cas, les pylônes à haute tension sont renforcés et/ou remplacés, le cas échéant, pour qu'ils puissent supporter des charges de vent plus élevées, afin d'accroître la robustesse du réseau au niveau local.

Des adaptations, des rénovations et des extensions dans les sous-stations 380 kV de la région sont également prévues si nécessaire.

FIGURE 4.36 : ÉVOLUTION DU BACKBONE SUD-EST



NOUVELLE SOUS-STATION 380 KV À RIMIÈRE ET RENFORCEMENT DE L'AXE GRAMME - RIMIÈRE

Aujourd'hui, il n'y a qu'une sous-station 220 kV à Rimière, qui est alimentée depuis Gramme par une ligne aérienne simple terne via deux transformateurs 380/220 kV à Rimière. Les études de réseau montrent la nécessité d'une nouvelle sous-station 380 kV à Rimière, d'une part en raison de l'augmentation des flux sur le réseau 220 kV et de l'augmentation de la production d'électricité dans la région, et d'autre part pour renforcer et garantir la sécurité d'approvisionnement de la région autour de Liège.

Cette nouvelle sous-station doit être intégrée de manière adéquate dans le réseau haute tension 380 kV. À cette fin, un deuxième terne sera tiré entre les sous-stations de Gramme et de Rimière (380 kV), en plus du terne existant. Grâce à ce deuxième terne, la sous-station est toujours raccordée au réseau haute tension avec une fiabilité suffisante, même en cas d'incident sur l'un des deux ternes ou pendant la maintenance.

Ce projet comprend la réalisation de cette nouvelle sous-station 380 kV à Rimière, ainsi que le renforcement connexe de l'axe Gramme - Rimière par l'ajout d'un deuxième terne.

Le projet vise :

- La réalisation de la nouvelle sous-station GIS 380 kV de Rimière ;
- L'installation d'un deuxième terne sur l'axe Gramme - Rimière. Les pylônes à haute tension sont renforcés ou remplacés, le cas échéant, pour qu'ils puissent supporter des charges de vent plus élevées, afin d'accroître la robustesse du réseau au niveau local ;
- La réalisation d'une nouvelle travée dans la sous-station 380 kV de Gramme, pour le raccordement du second terne entre Gramme et Rimière ;
- La désolidarisation des deux transformateurs 380/220 kV existants à Rimière en les déconnectant du terne existant, qui sera désormais directement raccordé à la nouvelle sous-station 380 kV de Rimière, et en raccordant séparément les deux transformateurs à cette nouvelle sous-station 380 kV ;
- L'installation d'un nouveau troisième transformateur 380/220 kV à Rimière, pour renforcer encore la capacité de transformation vers le réseau local 220 kV, voir également le §4.4.4 sur l'Interaction entre le système horizontal et le système vertical, ainsi que le chapitre 5 sur le renforcement local du réseau 220 kV local.

Le projet est soumis pour approbation, avec une mise en service prévue en 2025, sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires à temps.

RENFORCEMENT DE L'AXE BRUME - GRAMME

Le présent projet concerne le renforcement de l'axe Brume-Gramme par l'augmentation de la capacité de transport de la liaison aérienne existante.

Un renforcement de l'axe Brume-Gramme a été identifié dans les études préliminaires comme une condition nécessaire potentielle pour :

- Le raccordement de toute unité supplémentaire de pompage et turbine dans la région (par exemple, la centrale d'accumulation par pompage de Coo) ;
- Une éventuelle augmentation future de la capacité de transport transfrontalière dans et autour de l'axe Aubange-Villeroux, avec la France et/ou le Luxembourg voisins, qui est prévue sous conditions à l'horizon 2040, (voir également le §4.6.2 Développement des interconnexions onshore).

Le projet de renforcement de l'axe Brume-Gramme concerne :

- Le remplacement des ternes existants avec câbles classiques par des ternes avec câbles à haute performance ;
- Les pylônes à haute tension renforcés ou remplacés, le cas échéant, pour qu'ils puissent supporter des charges de vent plus élevées, afin d'accroître la robustesse du réseau au niveau local ;
- Les adaptations nécessaires aux sous-stations 380 kV de Brume et Gramme, afin de fournir la capacité de transport nécessaire à ces nœuds également.

Le timing d'un éventuel renforcement transfrontalier avec le Luxembourg et/ou la France n'est envisagé qu'à l'horizon 2040, avec donc une mise en service de ce renforcement vers 2038. Une mise en service anticipée pourrait être nécessaire si une augmentation de la capacité de la centrale d'accumulation par pompage de Coo est confirmée. Le projet est proposé sous réserve de ce besoin de capacité d'accueil supplémentaire à l'horizon 2030 et à titre indicatif à l'horizon 2038 pour renforcer la capacité transfrontalière. Une mise en service avant 2030 n'est pas réaliste compte tenu de l'ampleur des travaux.

RENFORCEMENT DE L'AXE AUBANGE - VILLEROUX

Dans un premier temps, il est prévu entre Aubange et Villeroux d'équiper les pylônes existants, sur lesquels un terne est déjà exploité à 380 kV, d'un second terne présentant une tension de conception 380 kV, mais exploité à 220 kV. Ceci est dû aux besoins régionaux liés à la fin de vie et au démantèlement prévu de la liaison parallèle 220 kV existante entre Villeroux et Aubange. Les besoins et le projet lui-même sont expliqués plus en détail au §5.7.3 Restructuration du 220 kV dans la province de Luxembourg. Une étude plus approfondie devrait démontrer si ce deuxième terne doit être équipé de câbles classiques ou à haute performance, en tenant compte des besoins futurs prévus (voir la phase suivante). Ce projet, soumis à approbation, devrait être réalisé à l'horizon 2035.

Dans une deuxième phase, en fonction des besoins futurs tels que d'éventuels renforcements transfrontaliers avec le Luxembourg et/ou la France autour d'Aubange, il est prévu d'utiliser pleinement le potentiel de ce deuxième terne en l'exploitant à sa tension de conception 380 kV. À cette fin, les adaptations nécessaires doivent être apportées aux différentes sous-stations ainsi qu'à la capacité de transformation de la région. La capacité de transport requise de la double liaison 380 kV résultante dépend du choix final des éventuels renforcements transfrontaliers avec le Luxembourg et/ou la France autour d'Aubange. On s'attend à ce que des conducteurs à haute performance soient indiqués ici aussi, tant pour le deuxième terne que pour le terne existant. Dans la perspective d'un éventuel renforcement transfrontalier à l'horizon 2040, le projet prévoit donc de remplacer le terne existant par des conducteurs à haute performance. Ce projet est présenté à titre indicatif en fonction des besoins futurs. Le planning exact reste à déterminer, mais il est prévu entre 2035 et 2040.

RENFORCEMENT DE L'AXE VILLEROUX - BRUME

Le présent projet concerne le renforcement de l'axe Villeroux - Brume par l'augmentation de la capacité de transport de la liaison aérienne existante.

Le renforcement peut être réalisé en exploitant pleinement au moins dans un premier temps le potentiel du terne existant, qui est actuellement exploité à 220 kV mais conçu pour une tension d'exploitation 380 kV, en augmentant la tension d'exploitation à sa tension de conception 380 kV et en procédant aux ajustements nécessaires de la capacité de transformation dans les sous-stations concernées. Un renforcement éventuel supplémentaire de la capacité de transport avec des conducteurs à haute performance pourrait être pertinent, ce qui pourra être confirmé par des études complémentaires.

Le timing de ce projet est indicatif et est prévu pour 2035-2040, compte tenu des besoins actuellement connus du système.

VILLEROUX-RIMIÈRE

Ce projet concerne une réaffectation ou un remplacement éventuel du couloir existant 220 kV existant. Compte tenu des évolutions dans la région pour soutenir la capacité d'accueil locale et une plus grande intégration du marché avec le Luxembourg, la France et/ou l'Allemagne, une réaffectation ou une alternative au couloir 220 kV existant - avec des dates de fin de vie vers 2040 - peut être nécessaire. Le projet est indicatif et à vocation d'étude, situé à l'horizon 2040 et influencé par les évolutions ultérieures de la région de Liège et du Luxembourg en lien avec la vitesse de la transition énergétique.



4.5.1.4. Placement du Dynamic Line Rating

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Dynamic Line Rating	Investissements pour l'installation d'Ampacimons	52	Oui	Planifié	Continu	En exécution

Ampacimon est une technologie qui permet à un gestionnaire de réseau de surveiller en direct la charge des liaisons aériennes avec une plus grande précision que les transformateurs de mesure situés de part et d'autre de la liaison. Cette technologie mesure la flèche réelle des liaisons aériennes équipées de conducteurs classiques. Elle permet une meilleure estimation de la capacité de transport réelle des liaisons aériennes, en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge. Ce principe est appelé Dynamic Line rating. La technologie Ampacimon ne peut être utilisée pour les conducteurs à haute performance en raison de la dépendance non linéaire entre la flèche et la capacité de transport. Cependant, Elia examine des alternatives pour permettre l'application future du dynamic line rating aux liaisons équipées de câbles à haute performance.

En ce qui concerne le réseau 380 kV, le niveau de charge des lignes qui ne sont pas encore équipées de conducteurs à haute performance est systématiquement évalué et, si nécessaire, doté d'un dynamic line rating. Lors de l'upgrade des liaisons vers des conducteurs à haute performance, la capacité de transport augmente et les modules Ampacimon perdent leur utilité et sont déplacés vers l'emplacement le plus approprié. En soi, il ne s'agit pas d'un projet ponctuel, mais d'un projet qui requiert un suivi continu. C'est pourquoi il est présenté ici comme un « projet d'enveloppe ». Certaines parties des liaisons Doel-Zandvliet, Gramme-Van Eyck et Gramme-Courcelles, par exemple, sont équipées d'Ampacimons en attendant d'être mises à niveau avec des conducteurs à haute performance.

4.5.2. RÉALISATION DES LIENS MANQUANTS

4.5.2.1. Ventilus

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Ventilus	Le maillage de l'axe de Stevin via une nouvelle liaison aérienne 380 kV à courant alternatif qui peut être partiellement enterrée, y compris les modifications des sous-stations, telles que l'installation de transformateurs et l'enterrement de lignes aériennes 150 kV.	53	Oui	Planifié	2028-2030	Planifié

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le projet Ventilus présente les motivations suivantes :

1. Le raccordement de nouveaux parcs éoliens offshore et d'interconnecteurs (hybrides) supplémentaires par le biais du hub énergétique en mer via l'île Princesse Elisabeth.
2. Le maillage de la liaison Stevin existante pour créer une structure de réseau plus robuste et réduire les risques liés au réseau. Avec la Boucle du Hainaut, qui assurera le maillage de l'axe Horta-Mercator, le réseau belge 380 kV passera d'une boucle 380 kV à trois boucles 380 kV. Cette architecture de réseau offre une augmentation significative de la capacité de transport ainsi que la robustesse et la flexibilité nécessaires pour ancrer notre position centrale dans le système européen et organiser de manière ordonnée les prochaines étapes vers 2050.
3. L'augmentation de la capacité d'accueil en Flandre occidentale pour de nouvelles unités de production, telles que de nouveaux parcs éoliens onshore.
4. Le renforcement et la fiabilisation de l'alimentation du réseau 150 kV dans la région d'Izegem, compte tenu de la croissance locale de la consommation d'électricité.
5. La fourniture d'un remplacement optimal de la liaison 150 kV entre les sous-stations de Slijkens et de Brugge Waggelwater.

FIGURE 4.37 : VENTILUS ET BOUCLE DU HAINAUT LE POINT BLEU DANS LA « ZONE PRINCESSE ELISABETH » REPRÉSENTE L'ÎLE PRINCESSE ELISABETH DANS SON INTÉGRALITÉ. LES DÉTAILS DE L'INFRASTRUCTURE ÉLECTRIQUE DE L'ÎLE NE SONT PAS INDIQUÉS



DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le présent projet « Ventilus » a déjà été soumis pour approbation dans le cadre du Plan de Développement fédéral 2020-2030.

Le projet Ventilus a pour but de renforcer le réseau 380 kV de la région côtière en développant une nouvelle liaison AC aérienne 380 kV avec une capacité de transport de 6 GW (2 x 3 GW) entre l'axe Stevin et la sous-station 380 kV d'Avelgem. Le trajet ne peut être que partiellement souterrain pour garantir un fonctionnement stable. Les bobines de compensation nécessaires doivent également être prévues aux extrémités de la liaison pour assurer la gestion de la tension. Les choix précédents sont basés sur des études technologiques confirmées par des experts externes. Le fonctionnement sûr et stable du réseau électrique est essentiel à cet égard. La documentation concernant le choix du courant alternatif comme seule solution technologique raisonnable, ainsi que l'impossibilité de construire ce couloir entièrement sous terre, est disponible sur le site web du projet www.ventilus.be.

Le maillage de la nouvelle liaison à haute tension avec l'axe Stevin accroît la sécurité du réseau car il existe plusieurs chemins pour faire face aux situations de panne et augmente la capacité d'accueil par rapport à une structure non maillée. La capacité d'accueil totale sur le réseau 380 kV pour la région de Flandre occidentale augmentera donc de 4 GW au lieu de 3 GW, passant d'environ 3 GW (axe Stevin) à environ 7 GW (axe Stevin + Ventilus). Ces 4 GW de capacité d'accueil supplémentaire créée sont suffisants pour le raccordement de l'île Princesse Elisabeth (3,5 GW) et fournit également la marge nécessaire pour les développements onshore.

Cependant, afin de disposer d'une capacité d'accueil complète, il est important que les flux de puissance puissent être contrôlés sur les deux axes. Les analyses de réseau démontrent en effet que, selon les conditions du réseau, une concentration de puissance peut se produire sur l'un des deux axes, entraînant une surcharge plus rapide de celui-ci et limitant donc la capacité d'accueil. Pour cette raison, il est prévu d'installer des transformateurs déphaseurs au point de couplage entre les axes Stevin et Ventilus. La commande de la puissance doit en effet être possible dans les deux sens. Cette solution permet également d'organiser plus efficacement la maintenance de tous les éléments du réseau.

Le maillage de l'axe Stevin via le couloir Ventilus présente l'autre avantage majeur de créer une possibilité de soutien mutuel entre les deux liaisons. Cela entraîne une réduction nécessaire des risques pour le réseau pendant la maintenance et des situations d'incident, puisque la puissance transportée sur une liaison peut largement être reprise par l'autre liaison. En effet, la perte de puissances aussi importantes (plusieurs GW) peut avoir de lourdes conséquences sur la sécurité d'approvisionnement et les prix sur le marché, non seulement en Belgique mais aussi dans toute l'Europe.

Un nouveau site à haute tension « TBD » sera installé le long du trajet de la nouvelle liaison Ventilus, qui servira d'abord de point de raccordement pour l'île Princesse Elisabeth. « TBD » développera donc à la fois une sous-station 380 kV et 220 kV à laquelle seront connectés respectivement le(s) convertisseur(s) AC/DC onshore de l'île énergétique et les six câbles AC 220 kV. Les deux sous-stations seront interconnectées par des transformateurs 380/220 kV. Une connexion à l'axe Stevin sera également créée via la sous-station 380 kV de « TBD ». Il est également prévu d'installer les transformateurs déphaseurs au niveau de « TBD ».

Depuis l'approbation de la solution de réseau dans le plan de développement précédent, un processus de planification intégré a été initié et comprend les différentes procédures menant à l'obtention des permis et autorisations nécessaires pour construire les différentes composantes du projet Ventilus. Ce processus de planification intégrée comprend le plan d'aménagement du territoire, l'évaluation des incidences environnementales, l'évaluation spatiale appropriée, étude d'incidence sur l'eau et d'autres évaluations d'impact, entre autres.

Le processus de planification intégrée en est à ses premières étapes, à savoir entre la note de lancement et la note de scoping. Par conséquent, la forme d'exécution finale du projet Ventilus n'est pas encore connue. Le processus prend effectivement encore en compte un certain nombre de variantes, tant en ce qui concerne le trajet du nouveau corridor 380 kV que l'emplacement de la nouvelle sous-station « TBD » et le point d'atterrage des câbles offshore de l'île énergétique. En outre, une double vérification de l'étude technologique a été effectuée ainsi que des initiatives supplémentaires organisées autour de la santé, de l'agriculture, des victimes parmi les oiseaux et de la dépréciation [VLA-2][22].

L'impact sur le réseau 150 kV sous-jacent dépend du trajet retenu pour le couloir Ventilus. De cette manière, le trajet de certaines lignes 150 kV peut en effet être réutilisé pour le nouveau couloir 380 kV. Comme indiqué dans la note de démarrage, il est supposé que les liaisons 380 kV existantes entre Avelgem et Izegem feront partie du couloir Ventilus. À cette fin, les conducteurs existants doivent être remplacés par des conducteurs à haute performance afin d'atteindre également la capacité de transport requise de 2x3 GW sur ce tronçon. Ces travaux dépendront également de la variante de Ventilus finalement retenue lors des prochaines étapes du processus d'autorisation.

Comme décrit plus en détail dans le §5.12.7, un renforcement de l'alimentation du réseau 150 kV dans la région côtière est automatiquement obtenu via le maillage de l'axe Stevin. Le renforcement de l'alimentation de la région d'Izegem sera réalisé par la construction d'une sous-station 380 kV à Izegem à laquelle seront raccordés les deux transformateurs 380/150 kV existants. Cette méthode d'alimentation plus robuste permet d'éviter la perte d'un transformateur 380/150 kV à Izegem et à Ruien en cas

22 Voir [VLA-2] pour plus d'informations sur le processus de planification intégrée et la documentation.

d'incidents. Un renforcement supplémentaire du réseau local 150 kV dans le sud de la Flandre occidentale peut être réalisé en installant un troisième transformateur 380/150 kV à Izegem. La construction de la sous-station 380 kV à Izegem est comprise dans toutes les variantes du couloir Ventilus dans la note de départ. La poursuite du processus d'octroi d'autorisation montrera si cela est maintenu.

4.5.2.2. Boucle du Hainaut

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Boucle du Hainaut - nouveau couloir entre Avelgem et Courcelles	Remplacement de la sous-station AIS 380 kV existante de Courcelles par un GIS	54	Oui	Planifié	2027	Décidé
	Rénovation de la sous-station 380 kV d'Avelgem, éventuellement avec enterrement local de la liaison 150 kV	55	Oui	Planifié	2027	Décidé
	Nouvelle liaison aérienne AC 380 kV Avelgem - Courcelles partiellement enterrable, y compris les adaptations de poste et le renforcement de la capacité de transformation dans la région du Hainaut occidental	56	Oui	Planifié	2029-2030	À l'étude

Les projets relatifs aux postes d'Avelgem et de Courcelles faisaient partie de la rubrique « Boucle du Hainaut » dans le précédent PDF. Compte tenu de l'avancement des études et d'une meilleure connaissance des modalités de mise en œuvre, il a été décidé dans ce plan de considérer les projets « postes » séparément du projet « ligne ».

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le projet « Boucle du Hainaut » présente les motivations suivantes :

1. **Assurer un accès compétitif et abordable à l'électricité.**

   Le nouvel axe de la Boucle du Hainaut permet d'intégrer davantage de production, principalement la production offshore en mer du Nord, dans le système électrique belge via le nouvel axe Ventilus. En outre, l'axe facilite les échanges d'énergie avec les pays voisins grâce à des interconnexions, principalement avec la France par l'intermédiaire de l'axe (récemment renforcé) Avelgem - Avelin (FR). Cela entraînera une réduction des prix de l'électricité pour les consommateurs et contribuera également à la convergence des prix entre la Belgique et ses différents pays voisins en général en facilitant davantage le fonctionnement du marché européen.

   En outre, le nouvel axe entraînera une baisse des coûts opérationnels liés à la gestion des flux d'électricité (mesures de redispatching), qui sera finalement répercutée sur la facture d'électricité des consommateurs. En particulier, -la Boucle du Hainaut pourra soulager l'axe Horta - Mercator très chargé (et déjà renforcé), en créant une voie parallèle le long de cet axe.

2. **Augmenter la capacité d'accueil pour toutes les énergies renouvelables**

   L'axe Boucle du Hainaut permet de transporter l'énergie renouvelable, provenant des parcs éoliens offshore et des interconnexions (hybrides), vers l'intérieur des terres. C'est pourquoi la Boucle du Hainaut est indispensable pour intégrer dans le réseau électrique belge la production provenant des parcs éoliens en mer, depuis la France et le Royaume-Uni, ainsi que d'autres sources d'énergie renouvelable.

3. **Soutenir l'attractivité économique en Wallonie, et plus spécifiquement dans le Hainaut**

   Le nouvel axe de la Boucle du Hainaut renforce l'alimentation du réseau 150 kV sous-jacent en Wallonie, plus particulièrement dans le Hainaut, et crée la capacité d'accueil nécessaire pour faciliter le prélèvement d'électricité en vue d'une croissance attendue de la consommation d'électricité dans cette région en raison de l'électrification de l'industrie (voir §3.6 Reconnaissance du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique). C'est pourquoi le projet Boucle du Hainaut est indispensable pour assurer l'attractivité économique de la province et de la région.

4. **Fiabiliser l'approvisionnement électrique pour les consommateurs**

   D'une part, la présence du nouvel axe de la Boucle du Hainaut augmente la maintenabilité des axes Avelgem-Horta et Horta-Mercator. En créant un chemin parallèle, les circuits sur ces axes existants peuvent être interrompus plus facilement pour la maintenance et les travaux.

   D'autre part, l'axe réduits les risques les réseaux belge et européen. Sans la Boucle du Hainaut, l'axe Horta - Mercator est la seule liaison entre le backbone occidental et le backbone du centre et de l'est du pays. En cas de perte soudaine de la totalité de la liaison (les deux ternes), il existe un risque important pour la stabilité de l'ensemble du réseau continental européen. Une scission du système ou une cascade de délestages ne sont pas à exclure. Ensemble avec Ventilus, qui assurera le maillage de l'axe Stevin, le réseau belge 380 kV passera d'une boucle 380 kV à trois boucles 380 kV. Cette architecture de réseau offre une augmentation significative de la capacité de transport ainsi que la robustesse et la flexibilité nécessaires pour ancrer notre position centrale dans le système européen et organiser de manière ordonnée les prochaines étapes vers 2050.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le présent projet « Boucle du Hainaut » a déjà été approuvé dans le cadre du Plan de Développement fédéral 2020-2030.

Le projet vise à réaliser un nouveau couloir 380 kV entre Avelgem et Courcelles, avec une capacité de transport de 6 GW. Le nouveau couloir Avelgem - Courcelles est réalisé par une liaison aérienne en courant alternatif composée de deux ternes, qui peuvent être enterrés localement. La distance totale sur laquelle l'axe peut être enterré, considérée sur l'ensemble du couloir, est limitée à un maximum technique afin de garantir un fonctionnement stable du réseau. Les choix qui précèdent découlent d'études technologiques confirmées par des experts externes. Le fonctionnement sûr et stable du réseau électrique est essentiel à cet égard. De plus amples informations concernant le choix du courant alternatif comme seule solution technologique raisonnable, ainsi que l'impossibilité de construire ce couloir entièrement sous terre, est disponible sur le site web du projet www.boucleduhainaut.be.

La réalisation de ce nouveau couloir augmente la capacité de transport totale entre l'ouest et le centre de la Belgique, via les axes 380 kV Avelgem-Mercator et Avelgem-Courcelles, pour atteindre une capacité de transport totale de 9 GW au niveau de sûreté N-1 du réseau, la perte d'un terne pouvant toujours être absorbée par le reste du réseau.

En outre, les sous-stations situées aux deux extrémités du nouveau couloir seront entièrement ou partiellement renouvelées et équipées pour raccorder les deux nouveaux circuits :

- Le poste 380 kV de Courcelles est totalement rénové, en remplaçant complètement l'actuel poste isolé à l'air (AIS) par un nouveau poste isolé au gaz (GIS). Aussi bien la solution GIS que la solution AIS ont été analysées, pour finalement opter pour une solution GIS, principalement en raison d'un manque de place dans les limites actuelles du poste pour l'installation d'un nouveau poste AIS 380 kV répondant à toutes les exigences pour le raccordement du nouveau corridor Avelgem – Courcelles. Cela aurait un incidence trop importante sur le calendrier, la faisabilité et le budget du projet ;
- La sous-station 380 kV d'Avelgem sera conservée dans sa configuration isolée à l'air (AIS) actuelle, mais des modifications et des remplacements importants sont prévus tant pour les travées que pour les jeux de barres afin de garantir la capacité de transport nécessaire à travers la sous-station. Le choix d'une sous-station AIS à Avelgem permet également d'éviter une grande quantité de SF_6.

De plus, en fonction de la distance totale sur laquelle le couloir sera enterré localement, des bobines de compensation doivent être placées le long du nouvel axe. En effet, les câbles souterrains induisent une quantité considérable de puissance réactive dans le réseau, qui doit être compensée localement par ces bobines de compensation (vous trouverez de plus amples informations sur ce phénomène au §3.4 Moyens de gestion de la tension). Cette solution de compensation consiste à placer une combinaison bien définie de bobines de compensation réglables et non réglables, dont certaines sont directement raccordées aux ternes de l'axe, et d'autres aux jeux de barres d'une ou des deux sous-stations 380 kV aux extrémités de l'axe.

En outre, il est prévu d'améliorer l'alimentation du réseau 150 kV sous-jacent dans la région du Hainaut occidental à partir de ce nouveau couloir entre Avelgem et Courcelles. En particulier, la sous-station 150 kV de Chièvres constitue une excellente opportunité pour fournir une dérivation locale sur l'axe si le trajet du nouvel axe peut passer à proximité de cette sous-station. À partir de cette dérivation, un nouveau transformateur 380/150 kV à installer alimentera le réseau local 150 kV.

Enfin, en lien avec ce nouveau couloir 380 kV et le renforcement de l'alimentation du réseau 150 kV sous-jacent, des adaptations doivent également être apportées à ce réseau 150 kV local. Ces adaptations sont décrites plus en détail au §5.4 Hainaut. Il est également possible qu'autour de la sous-station 380 kV d'Avelgem, certains circuits 150 kV doivent être localement enterrés afin d'éviter les croisements en surface de ces circuits et du nouvel axe 380 kV.

Le projet est réalisé en plusieurs phases. La première phase comprend déjà l'adaptation et la rénovation des sous-stations 380 kV d'Avelgem et de Courcelles, les travaux devant s'achever en 2027 pour les deux sous-stations.

Dans une deuxième phase, la réalisation de l'axe de la Boucle du Hainaut est prévue, ainsi que les raccordements nécessaires aux sous-stations déjà rénovées d'Avelgem et de Courcelles et l'installation des bobines de compensation nécessaires et d'un nouveau transformateur 380/150 kV, avec une mise en service prévue pour fin 2029.

En fonction du trajet définitif, il se peut que certaines parties des liaisons 150 kV existantes doivent également être enterrées localement. Toutefois, le timing de cette mise en service dépend fortement de l'obtention à temps des autorisations nécessaires, une demande de modification du plan régional wallon étant actuellement en cours. En Flandre également, les autorisations nécessaires doivent être obtenues, y compris une modification du plan d'aménagement du territoire. Il convient de noter que la solution technique proposée est soumise à une décision future sur l'adaptation du plan régional wallon et du plan d'aménagement du territoire flamand (Vlaamse ruimtelijk uitvoeringsplan).

4.5.2.3. Renforcement de l'axe Gezelle - Van Maerlant

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Gezelle-Van Maerlant	Installation de câbles supplémentaires 380 kV dans le cadre de la production supplémentaire d'éolien en mer	57	Non	Indicatif	~2035	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

La liaison par câble souterrain 380 kV entre les sous-stations de Gezelle et de Van Maerlant fait partie de l'axe Stevin 380 kV qui relie la sous-station de Stevin, située près de la côte, à la sous-station de Horta, près de Gand. Jusqu'à la réalisation du nouvel axe Ventilus, cet axe Stevin est la seule liaison qui transporte l'électricité provenant de la production éolienne offshore et de l'interconnecteur offshore NEMO link vers l'intérieur des terres.

La liaison par câble Gezelle-Van Maerlant a une capacité de transport totale inférieure à l'autre section, en surface, de l'axe Stevin, car elle a été initialement conçue et optimisée lors de la création de l'axe Stevin pour les besoins alors applicables, c'est-à-dire une capacité de transport de 3 GW au niveau de sûreté N-1 du réseau. Cette liaison par câble est donc le facteur limitant, avant et après l'intégration de l'axe Ventilus, pour une nouvelle augmentation de la capacité totale de transport entre la côte et l'intérieur des terres, qui s'élève aujourd'hui à 7 GW au niveau de sûreté N-1 du réseau. Par conséquent, cette liaison est également le facteur limitant pour un raccordement ultérieur de l'énergie éolienne offshore sur la côte belge.

Une nouvelle augmentation de la capacité de la liaison Gezelle - Van Maerlant faciliterait donc une production supplémentaire d'éolien offshore, qui pourrait être directement raccordée à la terre sur la côte, plus spécifiquement dans le cadre d'un futur repowering de la première zone éolienne offshore belge, partiellement raccordée à la plateforme offshore OSY (voir également §4.2.5 Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable en mer du Nord belge).

Dans le cadre de ce projet, plusieurs options sont étudiées pour optimiser la capacité de transport de l'axe Stevin. L'augmentation exacte de la capacité d'accueil doit être étudiée plus avant.

Le projet est présenté à titre indicatif dans ce plan de développement, avec une date de mise en service prévue autour de 2035, liée au timing d'un éventuel repowering de la première zone éolienne offshore de Belgique.



4.5.3. ASSURER LA STABILITÉ DU SYSTÈME

4.5.3.1. Moyens de gestion de la tension phase 3

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'AP-PROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Moyens de gestion de la tension phase 3	L'installation d'un réacteur shunt 150 kV 75 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station **150 kV de Lint**.	58	Non	Planifié	2025	En exécution
	L'installation d'un réacteur shunt 150 kV 75 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station **150 kV de Zwijndrecht**.	59	Non	Planifié	2024	En exécution
	L'installation d'un réacteur shunt 150 kV 75 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station **150 kV d'Avernas**.	60	Non	Planifié	2024	En exécution
	L'installation d'un réacteur shunt 380 kV 130 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station **380 kV de Meerhout**.	61	Non	Planifié	2025	En exécution
	L'installation d'un réacteur shunt 380 kV 130 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station **380 kV de Champion**.	62	Non	Planifié	2024	En exécution
	L'installation d'un réacteur shunt 380 kV 160 MVar avec régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station **380 kV de Bruegel**.	63	Non	Planifié	2026	En exécution
	L'installation de deux réacteurs shunt 380 kV 160 MVar avec régulateur et travées de raccordement supplémentaires à la sous-station **380 kV de Mercator**.	64	Non	Planifié	2026	En exécution

Notons que sous la rubrique « Mentionné dans le PDF 2020-2030 » il y a toujours un « Non ». La phase 3 du contrôle de la tension du projet a bien été incluse. Toutefois, les besoins et les lieux exacts n'avaient pas encore été déterminés. C'est ce qui a été fait pour ce plan.

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le projet « Moyens de gestion de la tension phase 3 » présente les motivations suivantes :

1. Empêcher les tensions de dépasser les limites matérielles admissibles des dispositifs à haute tension sur le réseau de transport ;
2. Empêcher les tensions trop basses qui pourraient compromettre la stabilité de la tension ;
3. Construire un système robuste et stable armé contre la perte inattendue d'un élément du réseau ;
4. Garantir les niveaux d'importation conformément à la réglementation européenne[23].

Le paragraphe 3.4 Moyens de gestion de la tension traite de ces besoins en détail.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le projet « Moyens de gestion de la tension phase 3 » définit les moyens de régulation de la tension qui seront nécessaires d'ici 2025. En effet, avec la fermeture de cinq des sept centrales nucléaires, Elia perd un grand potentiel en termes de moyens de régulation de la tension sur le réseau de transport belge.

Les études de réseau ont identifié un besoin de 965 MVar de compensation inductive. Au total, trois réacteurs shunt 150 kV et cinq réacteurs shunt 380 kV sont prévus. Ces réacteurs shunt sont répartis sur sept sites différents. Une partie des réacteurs shunt 380 kV sera équipée d'un régulateur. Avec un régulateur, la compensation inductive du réacteur shunt peut être régulée dans certaines limites.



23 Référence au Clean Energy Package.

4.5.3.2. Moyens de gestion de la tension phase 4

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Moyens de gestion de la tension phase 4	De nouveaux régulateurs de tension, probablement dynamiques, dans le cadre de la transition énergétique	65	Non	Conditionnel	2030	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

Le projet « Moyens de gestion de la tension phase 4 » présente les motivations suivantes :

1. Empêcher les tensions de dépasser les limites matérielles admissibles des dispositifs à haute tension sur le réseau de transport ;
2. Empêcher les tensions trop basses qui pourraient compromettre la stabilité de la tension ;
3. Construire un système robuste et stable armé contre la perte inattendue d'un élément du réseau ;
4. Garantir les niveaux d'importation conformément à la réglementation européenne[24].

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Ce projet examine les besoins en régulateurs de tension pour la période 2026-2034. Les besoins, le timing et les solutions sont adaptés en fonction de l'évolution du parc de production, des possibilités d'exploitation, de l'évolution du marché de la puissance réactive, de l'évolution du comportement réactif de la charge ainsi que des exigences réglementaires. Dans ce contexte, l'impact de 5,8 GW de production éolienne offshore sur la gestion de la tension du réseau belge doit encore être étudié. La production éolienne peut effectivement fluctuer énormément en un court laps de temps, ce qui rend les flux sur le réseau tout aussi volatils. La gestion de la tension dans un tel contexte nécessite des possibilités de régulation dynamique très rapides. L'impact de la prolongation de certaines centrales nucléaires sur ces besoins restant à déterminer, ce projet est inclus sous conditions dans ce plan de développement.

4.5.3.3. Compensateurs synchrones

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Compensateurs synchrones	Installation de deux à trois compensateurs synchrones pour assurer la stabilité du système lors de l'intégration de très grandes quantités d'énergie renouvelable.	66	Non	Pour approbation	2028-2030	À l'étude

BESOINS ET MOTIVATIONS

La section 3.5 Besoins de stabilité dus à l'intégration de grandes quantités de ressources renouvelables explique les défis à relever pour assurer la stabilité du système à tout moment en raison de l'intégration de grandes quantités d'énergies renouvelables. En effet, les sources d'énergie renouvelables volatiles, connectées au réseau au moyen de convertisseurs, se comportent de manière fondamentalement différente des sources d'énergie électrique classiques.

À l'avenir, la région côtière belge présentera une très forte concentration de sources d'énergie renouvelables et de convertisseurs HVDC (jusqu'à 7 GW cumulés) dans une zone très réduite. La section mentionnée ci-dessus explique clairement que dans des situations spécifiques, une instabilité peut se produire dans le réseau, entraînant des oscillations inadmissibles de la forme d'onde de la tension.

Un tel comportement de la tension peut finalement conduire à un arrêt automatique des unités de production renouvelables ou causer des dommages à de nombreuses installations. Dans le pire des cas, un effet de cascade se produit lorsqu'un grand nombre de convertisseurs se déconnectent soudainement du réseau. Une telle situation est, bien entendu, inacceptable et doit être atténuée.

L'analyse démontre que la seule solution qui offre une flexibilité et une robustesse suffisantes pour atténuer les risques liés à la situation très spécifique de la région côtière à l'horizon prévu est l'installation de compensateurs synchrones. En outre, ces dispositifs offrent également de nombreux autres avantages, tels que la gestion de la tension et l'augmentation du niveau de courant de court-circuit.

24 Référence au Clean Energy Package.

DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET

Le projet prévoit l'installation de deux à trois compensateurs synchrones dans la région côtière, éventuellement équipés d'un volant d'inertie pour atteindre une inertie très élevée. De plus amples informations sur cette technologie sont disponibles au §2.3 La technologie dans la transition énergétique. Des études détaillées sont encore en cours pour déterminer le nombre exact et les caractéristiques de ces dispositifs.

En ce qui concerne le placement, il est préférable de les placer le plus près possible de la source d'instabilité, c'est-à-dire les convertisseurs. La poste de Gezelle est aujourd'hui la référence pour le placement de ces dispositifs.

Le projet est encore à l'étude aujourd'hui et vise une date de mise en service synchronisée avec la réalisation du raccordement des nouvelles éoliennes via l'île Princesse Elisabeth.



4.6 Facilitation à long terme de la transition énergétique

Les projets présentés ci-dessus s'inscrivent dans l'horizon temporel de ce Plan de Développement en réponse aux défis posés par les différents scénarios étudiés pour le mix énergétique belge et européen. Toutefois, l'horizon 2034 ne constitue pas le point final de la transition énergétique, mais plutôt une étape intermédiaire sur la voie de la décarbonation complète de l'ensemble du secteur énergétique d'ici 2050.

Cependant, plus l'horizon est lointain, plus les évolutions possibles, les hypothèses et le développement de la technologie sont flous. Il est donc peu utile d'élaborer un plan d'infrastructure complet pour un horizon aussi lointain. C'est précisément pour cette raison que le Plan de Développement fédéral est mis à jour tous les quatre ans.

Néanmoins, il est nécessaire de définir dès maintenant la stratégie globale de développement du réseau au-delà de l'horizon 2034. Le présent Plan de Développement s'inscrit en effet dans le cadre d'une décarbonation complète d'ici 2050 et doit donc permettre de faciliter les multiples futurs possibles après 2034.

Entre 2034 et 2050, des développements et des investissements importants seront encore nécessaires dans le réseau de transport. Les paragraphes ci-dessous décrivent les projets d'étude stratégique dans le portefeuille d'Elia, qui devraient permettre de déterminer la prochaine vague de développements d'infrastructure plus concrets pour un Plan de Développement ultérieur.

4.6.1. NORTH SEA OFFSHORE GRID

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
3e système offshore hybride	Développement d'un troisième système offshore hybride	67	Non	Indicatif	2035-2040	À l'étude
Northsea Offshore Grid	North Sea Offshore Grid - Étude sur le développement et l'intégration d'un réseau transfrontalier maillé dans la mer du Nord.	68	Oui	Indicatif	TBD	À l'étude

Avec la publication en novembre 2021 de la « **EU Strategy on Offshore Renewable Energy** » [EUC-22], la Commission européenne indique clairement que le développement de la production éolienne offshore constitue une base importante sur la voie de la neutralité climatique pour l'ensemble du continent. Dans toutes les mers d'Europe, l'ambition a été formulée d'installer pas moins de 300 GW de production éolienne offshore d'ici 2050.

La réalisation des projets d'île Princesse Elisabeth, Nautilus et TritonLink, telle que prévue dans le présent plan de développement, représente déjà un pas important vers la neutralité climatique pour la société belge et européenne mais, à la lumière de ces ambitions, elle ne constitue évidemment pas un point final. C'est le début d'un parcours où, pour rester sur la voie de la neutralité climatique, l'intégration d'énergies renouvelables offshore supplémentaires reste nécessaire.

À cette fin, les autorités belges ont déjà formulé l'ambition d'étudier si la production éolienne offshore dans les eaux belges peut être augmentée jusqu'au potentiel théorique maximal estimé de 8 GW. La section 4.2.5. Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable en mer du Nord belge décrit les études déjà lancées par Elia à cet effet.

Dans le §3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore, Elia a étudié la manière la plus efficace, d'un point de vue européen, d'intégrer de telles quantités d'énergie éolienne offshore dans le système électrique.

La création d'un hub énergétique offshore sur l'île Princesse Elisabeth joue un rôle crucial dans cette intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable offshore dans le système énergétique belge et européen grâce au raccordement d'interconnecteurs hybrides tels que Nautilus et TritonLink. Il constitue le premier élément du réseau maillé offshore, qui est le moyen le plus efficace d'intégrer l'énergie offshore dans le système électrique.

Outre la mise en place de hubs offshore, il existe un besoin évident de créer une dorsale offshore nord-sud, couvrant l'ensemble de la mer du Nord. L'interconnecteur hybride TritonLink, qui sera construit entre l'île Princesse Elisabeth et le hub énergétique offshore danois, est une première étape dans la création de cette liaison Nord-Sud et permettra à la Belgique, dans un premier temps, d'avoir accès à 3 GW de production éolienne offshore danoise.

Le choix de développer des systèmes hybrides, aux bons endroits en fonction des besoins du système, permet d'intégrer plus efficacement les SER, par rapport aux raccordements radiaux et aux interconnecteurs point à point. Cela ne signifie pas que les raccordements radiaux ne sont plus pertinents, mais il est nécessaire d'anticiper le passage à une configuration hybride ou maillée à l'avenir.

Dans ce contexte, dans le cadre du projet d'étude « Développement d'un 3e système offshore hybride », Elia travaille de manière proactive avec les pays de la mer du Nord pour définir la prochaine étape concrète du développement du réseau offshore et sélectionner les futurs projets hybrides présentant la plus grande valeur ajoutée pour la société. Il est également possible de prévoir un raccordement radial dans une première phase, qui pourrait évoluer vers une interconnexion hybride dans une phase ultérieure. Le timing prévu est actuellement une réalisation à l'horizon 2035-2040.

En ce qui concerne l'ambition à long terme jusqu'en 2050, Elia reste impliquée dans les études sur le développement et l'intégration d'un réseau transfrontalier maillé en mer du Nord, en s'appuyant sur les étapes initiales décrites ci-dessus. Il convient de mentionner en particulier « l'Offshore Network Development Plan » ou « ONDP », qui, conformément au règlement TEN-E révisé, devra être rédigé par ENTSO-E sur une base biennale, avec une première publication en 2024. L'objectif de cet ONDP est, d'une part, de créer une vision claire de la production d'énergie renouvelable à développer dans chaque bassin maritime (mer du Nord, mer Baltique, etc.) d'ici 2050, avec des étapes intermédiaires en 2030 et 2040, en accord avec les plans énergétiques et climatiques nationaux et le potentiel disponible dans le bassin maritime concerné. D'autre part, ces plans stratégiques contiendront également une vision globale des besoins qui en découlent en ce qui concerne les interconnecteurs, les projets hybrides, les raccordements radiaux et les infrastructures d'hydrogène.

Les efforts d'Elia à cet égard sont indiqués ici avec le projet d'étude « North Sea Offshore Grid », puisque la Belgique n'est impliquée que dans le bassin de la mer du Nord.

La complémentarité du développement de cette infrastructure offshore avec la nécessité de couloirs onshore supplémentaires est examinée plus en détail au paragraphe 4.6.3 Autres développements du backbone.

4.6.2. DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS ONSHORE

Les projets d'interconnexion onshore et offshore du §4.2 et du §4.3 s'inscrivent dans l'horizon temporel de ce Plan de Développement et répondent aux défis posés par le mix énergétique belge et européen dans les différents scénarios de marché étudiés. Toutefois, les horizons 2030 et 2035 constituent une étape intermédiaire vers la poursuite nécessaire de la décarbonation de la société européenne à l'horizon 2050. À cet horizon, des renforcements supplémentaires et complémentaires en Belgique et dans la région plus large de la mer du Nord s'avéreront nécessaires. Elia s'y prépare déjà et examinera le potentiel supplémentaire par le biais d'études, en concertation avec les autres gestionnaires de réseau de transport. Ce chapitre présente les pistes de réflexion actuelles, qui doivent être considérées comme complémentaires au §4.6.1 et qui doivent également être prises en compte avec les études du §4.6.3 Autres développements du backbone. Ces besoins et opportunités sont partiellement indiqués au §3.1.

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Interconnexion aux frontières avec les Pays-Bas, la France et l'Allemagne	Étude sur la poursuite du développement des couloirs onshore dans la région de la mer du Nord, et sur les besoins que de nouveaux couloirs à la frontière nord, sud et est peuvent combler à cet égard.	69	Oui	Indicatif	TBD	À l'étude
Interconnexion avec le Luxembourg	Renforcement de l'interconnexion Belgique - Luxembourg	70	Oui	Indicatif	~ 2040	À l'étude

Les détections des besoins antérieures du TYNDP18/20 indiquaient un besoin supplémentaire de capacité d'échange de marché sur l'interconnexion avec le Luxembourg à l'horizon 2035. À cette fin, un projet trilatéral avec Creos & Amprion a été inclus à la fois dans le TYNDP22 et dans les plans de développement précédents. Il s'agit d'un projet indicatif avec une piste de solution en 220 kV près de la sous-station d'Aubange.

Les identifications récentes des besoins, tant de l'IoSN 2022 d'ENTSO-E que de l'étude KARI d'Elia (§3.1), rendent ce besoin moins important. Dans le cadre du présent Plan de Développement, ce projet est à nouveau inclus à titre indicatif à l'horizon 2040, conformément au plus récent TYNDP22. D'autres possibilités de renforcement sont à l'étude dans cette région avec Creos et Amprion (ainsi que RTE) au-delà des frontières nationales, et les

développements appropriés du backbone sous-jacent (pour la Belgique, cf. §4.5.1.3) et leur faisabilité doivent également être examinés. Le timing et la portée des pistes de solution seront déterminés par la vitesse de la transition énergétique et les ambitions des pays voisins concernés, ainsi que par l'arrivée éventuelle de davantage destockage d'énergie centralisé et décentralisé dans cette région.

D'autres voies d'interconnexion directe ou indirecte (via des interconnecteurs hybrides) avec les Pays-Bas, la France ou l'Allemagne - via des hubs offshore (§4.6.1) ou directement onshore - sont répertoriées conjointement comme projets dans le tableau ci-dessus après l'horizon 2035. Le timing et la portée de ces projets indicatifs dépendront de la rapidité et de la mise en œuvre concrète de la transition énergétique en Belgique et dans ces pays voisins. L'objectif des pistes d'interconnexion supplémentaires est, en plus de la capacité d'échange du marché nécessaire pour soutenir la convergence des prix comme discuté au §3.1.4, de fournir un soutien maximal à la sécurité d'approvisionnement et à l'intégration des sources d'énergie renouvelables, conformément aux objectifs ITEG pour la Belgique et nos pays voisins. Les identifications de besoins les plus récentes de l'IoSN d'ENTSO-E et de l'étude KARI d'Elia font principalement apparaître des besoins supplémentaires pour ce type de transmission à étudier principalement avec la France et l'Allemagne à l'horizon 2040, en plus des besoins à l'horizon 2030 pour lesquels des projets ont déjà été examinés aux §4.2 et §4.3.

4.6.3. DÉVELOPPEMENTS SUPPLÉMENTAIRES DU BACKBONE

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Développements supplémentaires du backbone	Étude sur la poursuite du renforcement du backbone interne dans le cadre de la poursuite de l'intégration des interconnexions et des énergies renouvelables à grande échelle.	71	Non	Indicatif	TBD	À l'étude

Le développement et les renforcements opportuns du réseau 380 kV, comme expliqué dans ce plan, sont fondamentaux pour réaliser la transition énergétique et constituent la base sur laquelle les liaisons transfrontalières, les infrastructures offshore et le raccordement de nouveaux (gros) utilisateurs du réseau peuvent être réalisés. Avec les évolutions proposées dans ce plan de développement, il est prévu de renforcer au maximum la quasi-totalité des axes 380 kV existants avec des câbles haute performance et de combler certains maillons manquants. Elia s'engage à réaliser ces projets dans les meilleurs délais, car tout retard ralentirait la transition énergétique. Ce développement du réseau 380 kV facilite déjà une intégration sans précédent des énergies renouvelables et des liaisons transfrontalières. Avec la réalisation de l'île Princesse Elisabeth, Nautilus, TritonLink, le renforcement des liaisons transfrontalières Lonny-Achène-Gramme et Van Eyck-Maasbracht et BE-DE II, la Belgique fait déjà un pas important vers la décarbonation du secteur de l'électricité.

Cependant, sur la base des études réalisées (§3.3 Besoins de développement du réseau interne 380 kV), on s'attend à ce qu'à moyen à long terme, ces upgrades et extensions soient insuffisants pour couvrir les besoins de transport futurs prévus, en raison, entre autres, des évolutions expliquées dans les deux paragraphes précédents et de l'électrification poussée de l'industrie. Un exemple concret, suite à cet exercice, est l'axe Horta-Baekeland. Cet axe est visiblement très chargé, et la poursuite de l'électrification de cette région pourrait nécessiter un renforcement de cet axe.

Dans ce contexte, Elia a lancé une étude pour identifier d'ores et déjà ces futurs besoins de capacité aux horizons 2040 et 2050 et pour définir la stratégie d'un déploiement progressif de couloirs supplémentaires dans le backbone belge. L'objectif est, comme toujours, de proposer une solution qui réponde au maximum à tous les besoins du réseau, qui tienne compte d'un impératif de robustesse pour le réseau 380 kV et qui mise au maximum sur l'acceptation du projet par le public. Dans ce cadre, Elia suit de près les évolutions technologiques, tant en surface que sous terre.

Étant donné la complémentarité du ou des couloirs supplémentaires avec le développement des énergies renouvelables onshore, la capacité transfrontalière supplémentaire et l'électrification de la société, il est important de mettre au point les ambitions de ces développements parallèlement à cet exercice, et d'élaborer une conception du système à partir de cette perspective holistique.

Ce projet n'était pas encore mentionné dans le précédent Plan de Développement. Cependant, avec les ambitions de plus en plus concrètes pour lutter contre le changement climatique, la nécessité de ce projet d'étude est devenue très pertinente entre-temps.

4.7 Carte récapitulative du développement du système horizontal

Les évolutions expliquées dans ce chapitre sont représentées conceptuellement dans les cartes récapitulatives suivantes :

FIGURE 4.38 : APERÇU DES DÉVELOPPEMENTS DU SYSTÈME EHV BELGE ENTRE 2024 ET 2034



FIGURE 4.39 : APERÇU DES DÉVELOPPEMENTS DU SYSTÈME EHV BELGE APRÈS 2034



FIGURE 4.40 : LÉGENDE DES CARTES

- Poste existant (HVDC)
- Poste existant (380 kV)
- Poste existant (220 kV)
- Poste existant (150 kV)
- Poste existant (110 kV)
- Poste existant (70 kV)

- Nouveau poste (HVDC et/ou 380 et/ou 220 et/ou 150 et/ou110 kV)
- Augmentation de la capacité de transformation ou des moyens de réglage de la tension (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Remplacement et/ou restructuration dans un poste existant (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Augmentation de la capacité de transformation et remplacements dans un poste existant (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Démantèlement poste

- Liaison HVDC existante
- Liaison 380 kV existante
- Liaison 220 kV existante
- Liaison 150 kV existante
- Liaison 110 kV existante

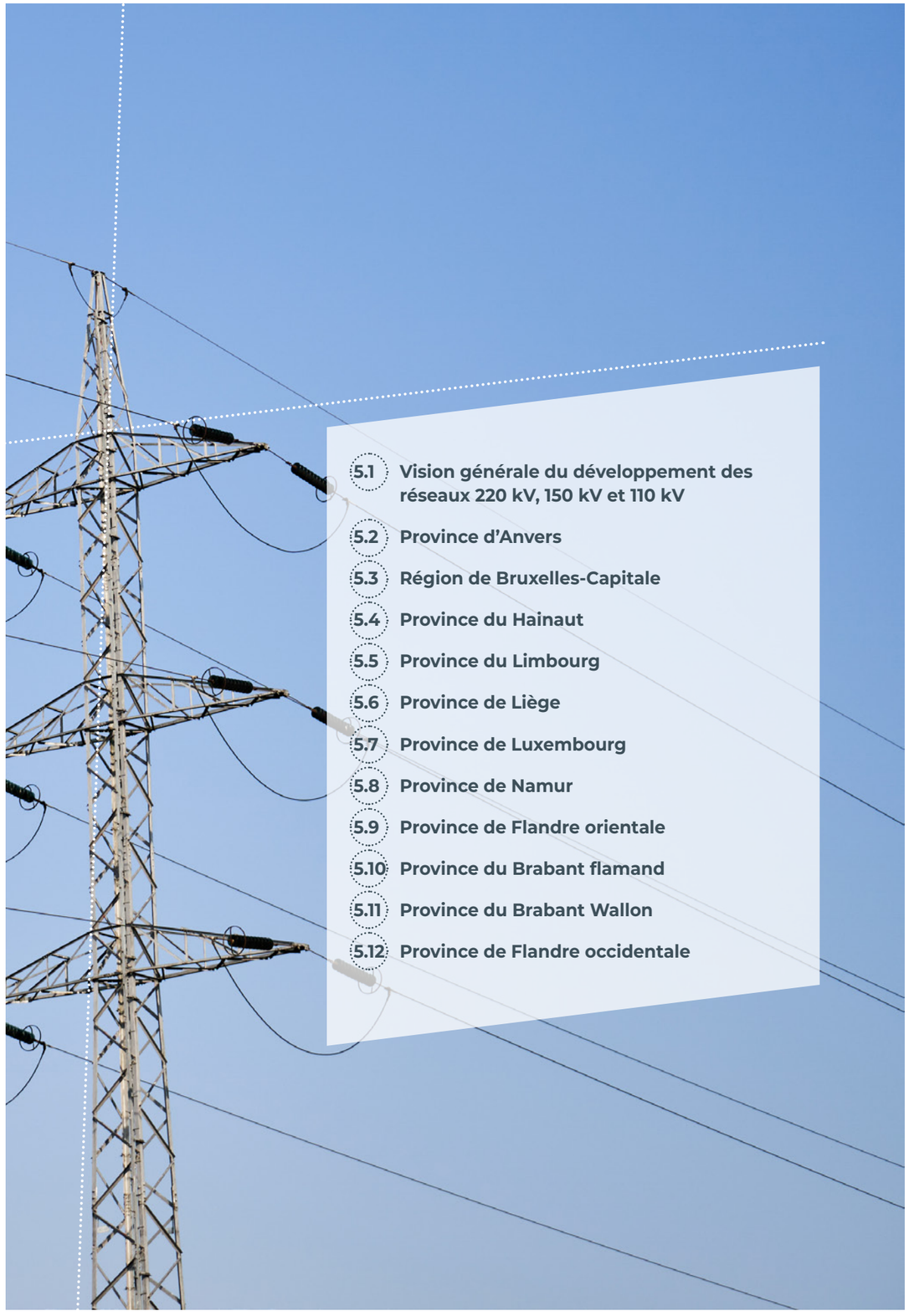
- Nouvelle ligne 380 kV
- Nouvelle ligne 220 kV
- Nouvelle ligne 150 kV
- Nouvelle ligne 110 kV

- Nouvelle liaison HVDC
- Nouveau câble 380 kV
- Nouveau câble 220 kV
- Nouveau câble 150 kV
- Nouveau câble 110 kV

- Adaptation d'une liaison 380 kV existante
- Adaptation d'une liaison 220 kV existante
- Adaptation d'une liaison 150 kV existante
- Démantèlement ligne ou mise hors service câble



5 Évolution du système vertical belge



5.1 Vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV
5.2 Province d'Anvers
5.3 Région de Bruxelles-Capitale
5.4 Province du Hainaut
5.5 Province du Limbourg
5.6 Province de Liège
5.7 Province de Luxembourg
5.8 Province de Namur
5.9 Province de Flandre orientale
5.10 Province du Brabant flamand
5.11 Province du Brabant Wallon
5.12 Province de Flandre occidentale

5.1 Vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV

Les moteurs du développement du réseau sont détaillés dans §1.3 Axes du développement du réseau et reprennent les objectifs à atteindre en termes de développement de réseau. Ceux-ci se traduisent au travers d'une vision générale pour le développement du réseau dit vertical telle que décrite ci-dessous.

5.1.1. DÉCOUPLAGE DES RÉSEAUX DE TRANSPORT 220 KV ET 150 KV

Comme exposé au §4.4.4 Interaction entre le système horizontal et le système vertical, on observe une interaction claire entre le réseau backbone en 380 kV et le réseau de transport sous-jacent. De ce fait, le découplage des réseaux 150 kV et 220 kV devient nécessaire pour les exploiter comme des zones isolées, alimentées par un certain nombre de transformateurs 380/150 kV ou 380/220 kV. Pour y parvenir, des transformateurs 380/150 kV ou 220/150 kV supplémentaires devront être placés à différents endroits. Une alternative à une scission totale consiste à placer un élément limitant le flux sur les liaisons entre deux zones 150 kV afin d'éviter des surcharges de celles-ci, à l'instar d'un transformateur-déphaseur ou d'une bobine en série. Enfin, il convient de souligner que les deux nouveaux corridors 380 kV Avelgem-Centre (« Boucle du Hainaut ») et Stevin-Avelgem (« Ventilus ») permettent également de créer des synergies avec le développement du réseau 150 kV sous-jacent, notamment en renforçant le lien entre les réseaux 380 kV et 150 kV.

5.1.2. AMÉLIORATION DE LA TENUE AUX COURTS-CIRCUITS DES SOUS-STATIONS 150 KV

Le niveau de court-circuit dans les réseaux 150 kV change en raison d'un nombre croissant de liaisons câblées par rapport aux liaisons aériennes, de l'installation de transformateurs 380/150 kV et 220/150 kV supplémentaires et de l'augmentation de l'apport en court-circuit des utilisateurs du réseau. À certains endroits, ces changements structurels engendrent une forte augmentation du niveau de court-circuit. La tenue aux court-circuits des équipements à haute tension présents doit donc aussi être renforcée. Les analyses montrent que la puissance de court-circuit des disjoncteurs constitue souvent le maillon faible. Dans ces cas, il est généralement possible de remplacer le disjoncteur par un autre plus performant. Il n'est alors pas possible d'attendre la fin de durée de vie de ces éléments de réseau et une approche proactive de remplacement s'impose.

5.1.3. INTÉGRATION DE LA PRODUCTION CENTRALISÉE ET DÉCENTRALISÉE

Le réseau de transport existant permet déjà une intégration poussée des unités de production décentralisée, en particulier si elles se situent à des endroits où le réseau dispose d'une capacité suffisante ou lorsque l'on peut faire appel à un accès flexible au réseau. Dans certains cas, l'accroissement de production décentralisée peut aussi justifier un renforcement spécifique ou une extension du réseau. Comme indiqué au §3.7 Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées, dans certains cas l'accroissement de la production décentralisée nécessitera une augmentation de la puissance de transformation dans les points d'injection vers le réseau de distribution-moyenne tension.

La création d'un hub 30 ou 36 kV est un concept également mis en œuvre. Un point de raccordement 30 kV ou 36 kV est alors prévu pour les unités de production décentralisée. Il est alimenté à partir d'un niveau de tension plus élevé (150, 220 ou 380 kV) par un transformateur unique, comparable au transformateur élévateur d'une centrale classique. Les analyses technico-économiques réalisées par Elia avec les gestionnaires du réseau de distribution confirment d'ailleurs la pertinence d'un niveau de tension suffisamment élevé pour le raccordement de clusters de production décentralisée. Le périmètre pour les raccordements à la moyenne tension (10 à 15 kV) est en effet limité à un rayon de 10 à 15 km autour du point d'injection. Lorsque des puissances plus élevées doivent être raccordées et/ou en dehors du périmètre précité, il peut arriver que le niveau de moyenne tension actuel ne soit pas suffisant pour ces demandes. Ces circonstances s'appliquent lors du développement de nouvelles zones pour petites et moyennes entreprises, lors du raccordement de grands clusters de production décentralisée ou pour une combinaison des deux. Comme une solution en 10 ou 15 kV n'est pas envisageable dans le cas présent et qu'un raccordement direct au réseau de transport implique un coût trop élevé pour la capacité limitée à raccorder, un niveau de tension de 30 ou 36 kV constitue la meilleure option.

Un renforcement du réseau de transport est prévu aux endroits où l'on anticipe encore un important potentiel de production décentralisée supplémentaire. Le concept de l'accès flexible au réseau permet également, dans ce cas, d'attendre la réalisation du potentiel de production décentralisée supplémentaire avant d'effectuer des investissements ciblés.

Le réseau de transport 220 kV et 150 kV existant propose encore, à de nombreux endroits, une capacité d'accueil pour des unités de production centralisée de taille moyenne d'une capacité allant jusqu'à 300 MW. Les unités plus grandes seront de préférence raccordées au réseau backbone en 380 kV afin de préserver une marge suffisante pour le raccordement d'unités de production décentralisée en 220 kV et 150 kV.

Le découplage de ces réseaux et l'augmentation de la tenue aux courts-circuits, tels qu'exposés dans les paragraphes précédents accroissent, dans de nombreux cas, la capacité de raccordement d'unités de production centralisée et de clusters plus importants d'unités de production décentralisée.



5.1.4. BESOIN DE CAPACITÉ DE TRANSFORMATION SUPPLÉMENTAIRE VERS LA MOYENNE TENSION À LA SUITE DE LA HAUSSE DES PRÉLÈVEMENTS DANS LE RÉSEAU MOYENNE TENSION

Elia s'efforce en permanence d'exploiter l'infrastructure existante de manière optimale. En cas de besoin de capacité de transformation supplémentaire en moyenne tension en raison d'une hausse des prélèvements (voir également §3.7 Véhicules éléctriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées), Elia recherche toujours l'optimum technico-économique en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Une électrification croissante, telle que décrite au §3.6 Reconnaissance du potentiel d'électrification de l'industrie en Belgique et §3.7 Véhicules éléctriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées fait apparaitre une pression accrue sur la puissance de transformation disponible. A l'horizon 2034, les impacts semblent relativement modérés. Néanmoins une vigilance accrue est indispensable afin de pouvoir anticiper au mieux les investissements nécessaires. En particulier, l'électrification des consommateurs industriels peut entrainer un impact local considérable.

En cas de dépassement de la capacité de transformation en moyenne tension dans un poste, l'approche est la suivante :

- On vérifie, avec les gestionnaires de réseau de distribution, quelles sont les possibilités de basculer une partie de la charge vers les postes voisins afin d'éviter un renforcement du réseau ;
- Si un basculement de charge est impossible, on s'efforcera tout d'abord d'augmenter la puissance de la transformation présente en plaçant un transformateur supplémentaire ;
- En cas de niveaux de moyenne tension très faibles (5 et 6 kV), une rationalisation des niveaux de tension sera également étudiée en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés afin d'investir dans des transformateurs offrant des tensions de sortie supérieures, dans une vision à long terme ;
- Un nouveau site sera créé uniquement en cas de saturation complète des sites existants ou si un renforcement ou une extension du réseau moyenne tension à partir de postes existants ne se justifie pas d'un point de vue technico-économique.

Une analyse complémentaire vérifiera l'évolution du niveau de dépassement de la capacité de transformation disponible et permettra de prévoir l'investissement au moment opportun.

5.1.5. INVESTISSEMENTS DE REMPLACEMENT

Les besoins de remplacements du réseau ont été détaillés (§3.8 Besoins de remplacement).

Si des besoins de remplacement se font ressentir, l'infrastructure du réseau ne sera pas reconstruite systématiquement à l'identique. La préférence sera toujours accordée à la meilleure solution sur le plan technique et économique, un investissement de remplacement devant également répondre à d'autres besoins, tels que l'accroissement de la capacité de transport ou d'autres besoins de remplacement. Il n'est toutefois pas toujours possible de trouver de telles synergies. Un projet de remplacement à l'identique isolé constitue, dans certains cas, la solution la plus indiquée. C'est pourquoi, dans chaque province, un important programme de remplacement de l'infrastructure du réseau est également prévu.



5.1.6. RATIONALISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT LOCAL 36 KV ET 70 KV PAR UNE ÉVOLUTION VERS DES NIVEAUX DE TENSION PLUS ÉLEVÉS

Elia vise un optimum global pour le réseau à haute tension qu'elle gère sur la base des compétences[1] régionales et fédérales. C'est la raison pour laquelle ce Plan de Développement comprend également des investissements qui bénéficient aux niveaux de tension moins élevés.

L'augmentation de la consommation locale ou l'arrivée de la production décentralisée peut amener à un dépassement de la capacité du réseau 36 kV ou 70 kV local. Une évolution vers un niveau de tension plus puissant, tel que le 110 kV ou 150 kV, a souvent la préférence par rapport à un nouveau renforcement de ces réseaux. Cette transition est d'ailleurs souvent plus efficace au niveau du coût et sur le plan énergétique, et limite l'infrastructure du réseau totale si les réseaux 36 kV et 70 kV qui présentent en outre des besoins de remplacement sont démantelés.

Il apparaît également de plus en plus qu'il est préférable de prévoir une transformation vers les réseaux moyenne tension à partir des niveaux de tension plus élevés plutôt que des réseaux 36 kV ou 70 kV. En procédant de la sorte, on décharge en effet ces niveaux de tension moins élevés et l'on évite des renforcements du réseau 36 kV ou 70 kV. Souvent, cet investissement répond aussi à un besoin de remplacement ou de renforcement d'un transformateur vers la moyenne tension. Ce principe vaut surtout à des endroits à forte densité de consommation, comme les zones urbaines ou industrielles.

Une évolution vers un niveau de tension plus élevé peut aussi être préférable en cas de restructurations importantes du réseau. De nombreux postes, transformateurs moyenne tension et liaisons des réseaux 36 kV et 70 kV arrivent en effet en fin de vie, ce qui constitue une opportunité de réaliser cette transition. Ainsi, les longues liaisons 36 kV et 70 kV qui arrivent en fin de vie sont remplacées par des transformateurs 150/70 kV ou 150/36 kV afin de continuer d'assurer l'alimentation des réseaux 70 kV et 36 kV en limitant la fonction de transport de ces réseaux. Cela peut également s'avérer nécessaire si l'accroissement des flux aux niveaux de tension plus élevés se reporte aux niveaux de tension moins élevés et que ces derniers connaissent dès lors des surcharges.

Dans des zones spécifiques, où les réseaux ont été développés sur d'autres bases historiques, cette même approche mène à d'autres conclusions. C'est par exemple le cas pour le réseau de transport d'une grande partie de la province de Namur et de la province de Luxembourg, qui comprend les niveaux de tension 380 kV et 70 kV et pas le 150 kV. Dans cette région, le niveau de tension 110 kV est introduit pour remplacer progressivement le niveau 70 kV. En tout cas, les niveaux de tension 150 et 110 kV sont mutuellement exclusifs : un seul niveau est développé sur une même zone géographique.

5.1.7. CONSIDÉRATION SUR L'USAGE DE LA FLEXIBILITÉ

Considérant les investissements en infrastructure souvent importants pour raccorder des charges complémentaires ou de nouvelles productions centralisées et décentralisées, Elia s'efforce à implémenter des mesures de flexibilité afin d'assurer une exploitation optimale des infrastructures existantes. Les moyens pouvant être mis en œuvre sont :

- Raccordement flexible d'unités de productions, ces dernières pouvant être sujettes à des contraintes d'exploitation, souvent lorsque le réseau est en mode dégradé ;
- Dans des cas spécifiques, des contraintes d'exploitation pour des prélèvements (charges) sont convenues ;
- Exploitations des liaisons existantes au plus près de leurs limites via l'installation de DLR (Dynamic Line Rating) et RTTR (Real Time Thermal Rating) afin de mieux évaluer la capacité de transport des liaisons en fonction des conditions météorologiques et de leur niveau de charge ;
- Installation de PST (Phase-Shifter Transformer) afin de contrôler les flux dans les liaisons et permettre une exploitation au plus près de limites.

Dans certains cas, des contraintes d'exploitations complémentaires sont prises par Elia afin de dégager des capacités complémentaires :

- Intégration des plannings des entretiens ou arrêts de clients dans les plannings de coupure Elia.
- Confirmation de certaines coupures en fonction des conditions météorologiques.
- Prise en compte de possibilités de surcharge temporaire des équipements pour le développement des réseaux.

Les mesures décrites ci-dessous peuvent adopter un caractère définitif ou temporaire (par exemple en attendant l'implémentation d'un projet d'infrastructure). Elles ont prouvé leur efficacité mais ont toutefois leurs limites et ne pourront résoudre toutes les contraintes de réseau. Une flexibilité plus avancée pourra être obtenue au travers de l'implémentation d'un CCMD (Consumer Centric Market Design), en particulier s'il intègre des algorithmes de gestion de congestions locales.

1 Le cas échéant, l'optimum global est également concerté avec le GRD concerné

5.2 Province d'Anvers

5.2.1. LA CAMPINE

Les grands projets sont motivés dans la région de la Campine par la nécessité de démanteler les liaisons 150 kV entre Massenhoven, Poederlee et Mol en raison de leur âge. Les projets en cours d'implémentation doivent permettre de raccorder les grandes quantités de production décentralisée (principalement les éoliennes et les unités de cogénération liées à l'horticulture sous serre).

À cette fin, une nouvelle sous-station 150 kV a été mise en service à Rijkevorsel avec un nouveau transformateur 150/15 kV. Une nouvelle sous-station 150 kV est également mise en service à Beerse. Au total, deux liaisons 150 kV seront installées entre Massenhoven (à partir du point de dérivation de Guut), Rijkevorsel et Beerse. Une nouvelle sous-station 150 kV est construite à Herentals. Une double liaison est placée entre Poederlee, Herentals et Heze. Cela permettra de réaliser une double boucle 150 kV robuste dans la région de la Campine. La construction d'une sous-station 150 kV à Herentals permettra également de répondre aux besoins croissants de l'industrie locale.

Un nouveau transformateur 380/150 kV est prévu à Heze pour fournir une injection supplémentaire au réseau 150 kV dans la région de la Campine. Cela permet de scinder les réseaux 150 kV de la Campine et du Limbourg en vue de limiter la puissance de court-circuit. Cette subdivision permet également d'augmenter les flux sur le backbone à 380 kV.

Des pistes ont été étudiées pour éviter le renouvellement de la sous-station 70 kV de Mol et d'un certain nombre de lignes 70 kV dans la région de la Campine. La solution retenue est l'installation d'un transformateur 150/70 kV à Herentals. À Mol, un transformateur 150/70 kV sera conservé pour l'alimentation en direction de Turnhout.

La sous-station obsolète 70 kV à Rijkevorsel sera abandonnée. À cette fin, le réseau moyenne tension sera alimenté à partir du 150 kV grâce à l'installation d'un deuxième transformateur 150/15 kV à Rijkevorsel. Cela permet également de dégager une marge supplémentaire sur ce réseau 70 kV sans renforcement supplémentaire. L'avenir de l'alimentation de réserve de Rijkevorsel reste à déterminer.

En fonction de la poursuite du développement des productions décentralisées autour de la sous-station de Poederlee (notamment les parcs éoliens), un hub 36 kV sera ouvert à Poederlee, alimenté par le réseau 150 kV, en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution. Cela permet, moyennant une flexibilité raisonnable de la part des producteurs et dans l'exploitation par Elia, de fournir l'infrastructure la plus appropriée pour le raccordement des productions décentralisées.

Enfin, les nouveaux développements dans la région de Hoogstraten et Meer seront soutenus par la poursuite du développement du réseau local 36 kV. À cette fin, une deuxième liaison 150 kV sera installée entre Rijkevorsel et Hoogstraten, ainsi qu'un deuxième transformateur 150/36 kV à Hoogstraten. En fonction des besoins réels, un deuxième transformateur 150/15 kV pourrait également être installé à Hoogstraten.

5.2.2. VILLE D'ANVERS 150 KV

Dans la ville d'Anvers, le réseau 70 kV a été largement démantelé au profit du réseau 150 kV.

D'autres investissements sont réalisés en vue de séparer les 150 kV de la ville d'Anvers et du port d'Anvers (voir §5.2.4). Ces investissements prévoient un axe entièrement dédoublé avec les liaisons existantes entre les sous-stations de Zurenborg, Petrol, Burcht et Zwijndrecht.

La liaison haute tension 150 kV entre Massenhoven et Merksem, qui alimente également la sous-station d'Oelegem, arrive à la fin de sa durée de vie. Des études ont démontré que le remplacement de cette liaison existante est la solution la plus appropriée.

L'évolution de la situation à Anvers laisse présager un futur renforcement des transformateurs 150/15 kV dans les sous-stations plus récentes de Damplein et Petrol pour couvrir la consommation.

5.2.3. RESTRUCTURATION DU RÉSEAU 70 KV MALINES - HEIST-OP-DEN-BERG

La sous-station 70 kV de Malines arrive en fin de vie. Étant donné que les liaisons vers Malderen sont déjà équipées de matériel 150 kV ainsi que la sous-station de Tisselt, une réduction progressive et sélective du 70 kV dans cette zone est prévue. La sous-station sera donc remplacée par une sous-station 150 kV, en conservant les transformateurs 150/70 kV nécessaires.

À Heist op den Berg, les équipements 70 kV arrivent à la fin de leur durée de vie et assurent l'alimentation de réserve. Le poste 70 kV de cette sous-station sera démantelée et remplacée par une extension du poste 150 kV.

5.2.4. RENFORCEMENT DU PORT D'ANVERS

Les adaptations du réseau dans la zone portuaire se poursuivent. Le projet BRABO (voir §4.5.1.2 Renforcements du backbone interne de la région d'Anvers) prévoit la poursuite du développement du réseau 380 kV entre Lillo et Mercator. Compte tenu de la transformation prévue de la ligne 150 kV Kallo-Mercator en 380 kV, de nouveaux câbles 150 kV sont posés vers Beveren-Waas.

En raison du pouvoir de coupure existant et de la demande de raccordement de charges croissantes, le réseau 150 kV est subdivisé, notamment le réseau 150 kV de la ville d'Anvers (voir §5.2.2 Ville d'Anvers 150 kV). Des transformateurs 380/150 kV supplémentaires ont été installés à Lillo et Kallo. De nouvelles liaisons 150 kV ont été mises en service entre Kallo et Ketenisse. L'objectif est de réaliser une structure robuste en double anneau dans le port d'Anvers. Il s'agira également de restructurer les liaisons existantes entre Lillo, Ekeren, Zevende Havendok et Merksem.

Compte tenu de la nouvelle augmentation attendue de la charge dans le port d'Anvers (voir §4.4.2 Autres points de raccordement 380 kV), d'autres pistes pour l'ouverture de nouvelles sous-stations 380 kV sont à l'étude. Un nouveau renforcement de la puissance de transformation vers le réseau 150 kV dans le port d'Anvers est en cours d'analyse. Si nécessaire, il sera couplé à une nouvelle subdivision de ce réseau.

Pour le bénéfice des clients industriels de cette zone, un renforcement de la capacité de transformation vers le réseau 150 kV est prévue dans la zone de Zandvliet - Noordland.

5.2.5. RESTRUCTURATION DE L'AXE SCHELLE - LIER - HERENTALS

Un certain nombre de sous-stations 70 kV sur ce long axe arrivent en fin de vie. Bien qu'à très long terme, un transfert vers le réseau 150 kV soit préférable, des investissements ponctuels seront réalisés en 150 et 70 kV afin de reporter les investissements majeurs dans de nouvelles liaisons. À cette fin, deux nouveaux transformateurs 150/15 kV remplaceront deux transformateurs 150/70 kV existants à Lier. Un transformateur 150/70 kV de Lier sera déplacé à Lint pour continuer à soutenir le réseau 70 kV.

À Herentals 150 kV, des transformateurs 150/15 kV seront installés pour remplacer les transformateurs 70/15 kV obsolètes. Ainsi, une partie de la charge est immédiatement transférée sur le réseau 150 kV.

5.2.6. PROJETS DE REMPLACEMENT

L'arrivée simultanée en fin de vie du matériel haute tension et basse tension génère de nombreux projets de remplacement, dont les plus importants sont les remplacements du matériel haute et basse tension dans les sous-stations de Zandvliet, Lint, Scheldelaan, Burcht, Zevende Havendok, Sidal, Ekeren, Meerhout, Wommelgem, Oelegem, Malle, Massenhoven, Petrol et Putte.

Pour certaines liaisons de ligne aérienne, les équipements de suspension des câbles sont à remplacer. C'est le cas de la ligne 150 kV de Putte à Wijgmaal.

FIGURE 5.1 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE D'ANVERS



5.3 Région de Bruxelles-Capitale

5.3.1. DÉVELOPPEMENT DANS LA PARTIE OUEST DE BRUXELLES

L'étude à long terme consacrée à l'ouest de Bruxelles prévoyait l'installation d'une boucle 150 kV à partir du poste de Bruegel, via Berchem-Sainte-Agathe, vers Molenbeek et Héliport. Le prélèvement du poste de Berchem-Sainte-Agathe sera porté du 36 kV vers le 150 kV par la mise hors service du poste 36 kV et son remplacement par un poste 150 kV. De nouveaux postes 150 kV sont également en cours de construction à Molenbeek et Héliport.

Une liaison 150 kV a été posée entre le nouveau poste Héliport et le poste Pachéco. Cette deuxième liaison vers Pachéco permettra d'alimenter à terme en principal et en secours le prélèvement de ce poste depuis le réseau 150 kV. De plus, la liaison augmentera la fiabilité du réseau 150 kV en permettant d'obtenir, en ultime secours, une liaison entre les zones de Bruxelles alimentées depuis Pont Brûlé à l'est et Bruegel à l'ouest.

Afin de décharger le réseau 36 kV, les points de fourniture moyenne tension seront alimentés depuis le réseau 150 kV lorsque cela est possible. C'est ainsi qu'à la fin de vie des installations 36 kV à Forest et du câble 36 kV venant de Drogenbos, l'alimentation 36 kV de secours sera remplacée par une seconde alimentation 150 kV. Les travaux seront synchronisés avec le remplacement complet des installations 150 kV.

Les transformateurs 150/36 kV de Dilbeek et Relegem, très éloignés du prélèvement qu'ils alimentent dans la Région de Bruxelles-Capitale, seront mis hors service, ainsi qu'un des transformateurs du poste Molenbeek. Deux nouveaux transformateurs sont en cours d'installation dans les postes Héliport et Schaerbeek en compensation. L'alimentation principale du poste Molenbeek sera quant à elle reprise directement en 150 kV.

5.3.2. DÉVELOPPEMENT DANS LA PARTIE EST DE BRUXELLES

L'étude réalisée en 2016 sur l'est de Bruxelles a identifié une série d'adaptations du réseau 150 kV et ce, en complément des investissements déjà réalisés dans cette zone. Dans le prolongement des réalisations dans la partie ouest de la région, les adaptations envisagées permettront une restructuration en profondeur du réseau 36 kV sous-jacent.

Un transformateur 150/36 kV supplémentaire a été installé dans le poste Schaerbeek dans le but de remplacer le transformateur 150/36 kV de Pont Brûlé. Ce dernier arrive en effet en fin de vie et se trouve géographiquement éloigné du prélèvement qu'il alimente.

Dans le cadre de la rénovation du poste 150 kV d'Ixelles, les deux transformateurs 150/36 kV devront être remplacés prochainement. Un des deux transformateurs sera remplacé par un transformateur 150/11 kV qui reprendra le prélèvement du poste moyenne tension de Volta (Ixelles). L'autre transformateur sera remplacé par un nouveau transformateur 150/36 kV. Le passage de deux injections en 36 kV vers une seule est rendu possible par le transfert de charge vers le réseau 150 kV et une restructuration des sous-réseaux 36 kV dans cette zone.

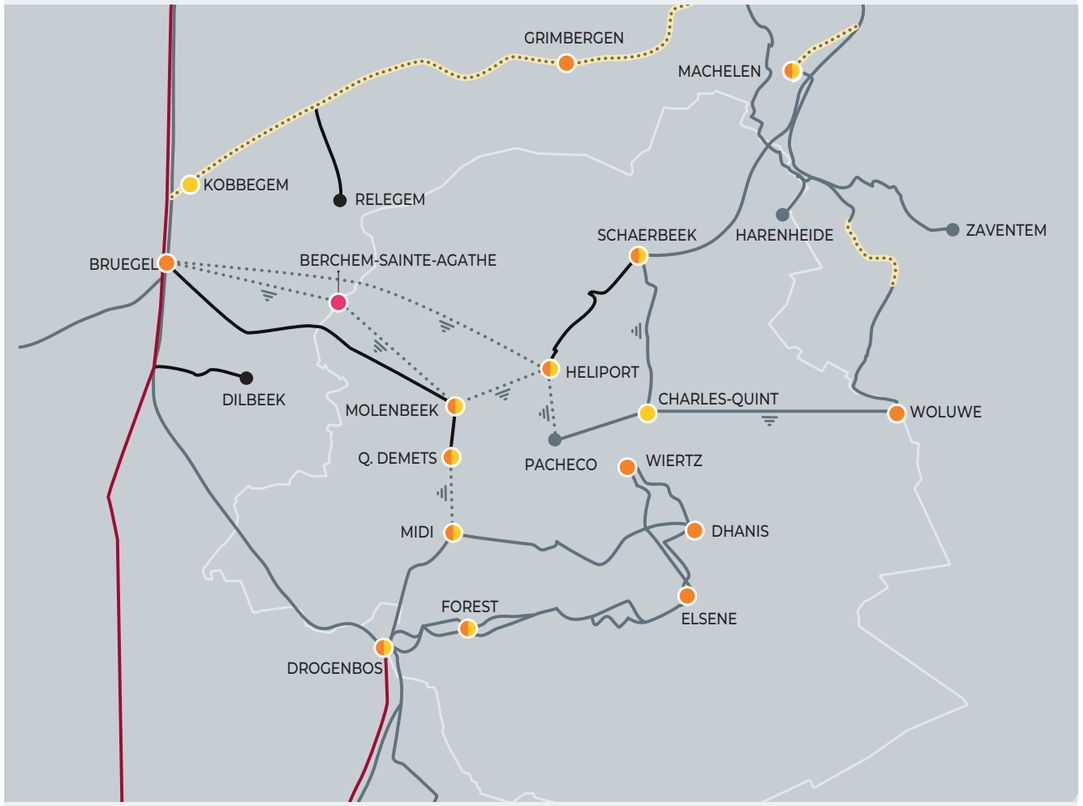
Enfin, une piste, qui doit encore être confirmée en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution, prévoit l'exploitation du poste 150 kV Charles-Quint. Ce poste a été mis en service par le biais de l'achèvement de la boucle 150 kV Schaerbeek - Charles-Quint - Woluwe. L'installation d'un deuxième transformateur 150/11 kV permettrait d'alimenter totalement la charge du poste en 150 kV tout en évitant des investissements considérables en 36 kV.

5.3.3. PROJETS DE REMPLACEMENT

La période 2024-2034 comporte également différents projets de remplacement indépendants des changements de structure, à savoir :

- Le remplacement d'un transformateur injecteur 150/36 kV et de la basse tension au poste Midi ;
- Le remplacement de deux transformateurs (150/36 kV et 150/11 kV) et de la basse tension au poste Dhanis ;
- Le remplacement d'un transformateur 150/36 kV au poste de Quai Demets et de son alimentation. Concernant l'alimentation, la liaison 150 kV en provenance de Molenbeek sera quant à elle remplacée par une liaison venant de Midi ;
- Le remplacement de la basse tension aux postes 150 kV Schaerbeek, Wiertz et Woluwe.

FIGURE 5.2 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE



5.4 Province du Hainaut

5.4.1. PROJETS LIÉS AU BACKBONE INTERNE 380 KV

Comme mentionné aux §4.4.4 Interaction entre le système horizontal et le système vertical et §4.5.2.2 Boucle du Hainaut, le nouveau corridor Avelgem-Courcelles (« Boucle du Hainaut ») permettra, en fonction du tracé retenu, de chercher des synergies et de renforcer le lien avec le réseau 150 kV ou 70 kV sous-jacent. Étant donné que sa mise en œuvre exacte est encore à l'étude, aucun investissement concret n'est encore avancé dans le présent Plan de Développement à l'exception de travaux sur la ligne 150 kV entre les postes de Chièvres et Baudour.

La liaison 150 kV entre les postes de Chièvres et de Baudour était déjà annoncée comme devant être rénovée en profondeur dans le Plan de développement précédent. Si le projet «Boucle du Hainaut» passe à proximité du poste de Chièvres, l'installation d'un nouveau transformateur 380/150kV dans ce poste sera opportun en vue de renforcer l'injection vers le réseau 150 kV sous-jacent de cette partie du Hainaut. Les travaux de rénovation de la liaison Chièvres - Baudour seront dans ce cas couplés au placement de conducteurs haute performance sur cette liaison. Cela permettrait de drainer la puissance disponible grâce à ce nouveau transformateur 380/150 kV vers le poste de Baudour et la région du Borinage où de fortes nouvelles charges se profilent. Si le projet Boucle du Hainaut venait à prendre trop de retard par rapport au timing prédéfini, les travaux de rénovation de cette liaison devront tout de même être réalisés afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

5.4.2. POURSUITE DE L'ÉVOLUTION VERS UN RÉSEAU 150 KV

La province du Hainaut est celle dont la consommation est la plus élevée en Wallonie et la deuxième en Belgique. Le réseau de la province de Hainaut subira d'importantes évolutions structurelles. Celles-ci sont nécessaires pour faire face à l'évolution locale de la consommation, intégrer les productions à base de sources d'énergie renouvelable décentralisée et remplacer des équipements devenus obsolètes.

Le point marquant de cette évolution est l'utilisation optimale des infrastructures existantes, privilégiant l'utilisation du réseau 150 kV et l'abandon progressif du niveau de tension 70 kV dans la zone. Ceci se traduit par le transfert des consommations actuellement alimentées en 70 kV vers le réseau 150 kV, la fermeture de postes 70 kV, le démontage de liaisons 70 kV, l'exploitation en 150 kV de liaisons construites à ce gabarit, mais aujourd'hui exploitées en 70 kV. Enfin, la pose de liaisons souterraines en 150 kV est également planifiée.

5.4.3. RÉGION DU CENTRE

Une restructuration importante de cette région est en cours d'achèvement. Les postes 70 kV de La Louvière sont démantelés. Le poste de Ville-sur-Haine sera démantelé, ainsi que la liaison 70 kV de Ville-sur-Haine – La Louvière – Fontaine l'Evêque.

Ces développements ont été établis en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution de la zone.

5.4.4. ALIMENTATION DE MONS

L'alimentation depuis le nord de la ville de Mons est réalisée depuis le réseau 70 kV. Après le démantèlement d'une partie importante de l'infrastructure 70 kV dans la région du centre, un transformateur 150/70 kV sera installé et raccordé au poste de Ville-sur-Haine en série avec la liaison 70 kV vers le poste de Mons afin d'assurer l'alimentation de celui-ci.

5.4.5. RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION ET RÉNOVATION DU RÉSEAU DU GRAND CHARLEROI

Le démantèlement du réseau 30 kV à Charleroi a conduit à un report de charges vers les postes de Jumet, Montignies et Charleroi. Selon l'évolution de la consommation, on prévoit un renforcement de la capacité de transformation vers la moyenne tension, à moyen ou long terme. Ce renforcement a déjà été préparé lors de la rénovation des postes de Montignies et Charleroi.

Si la croissance de la charge sur le poste de Gosselies se confirme, il est envisagé d'installer un deuxième transformateur 150/10 kV, qui sera alimenté à partir d'une liaison aérienne proche.

5.4.6. EVOLUTION ENTRE GILLY ET JUMET

Vu l'état des conducteurs et des équipements, une rénovation sera réalisée sur la liaison 70 kV existante entre Gouy et Gilly via Jumet, construite déjà au gabarit 150 kV, pour la partie comprise entre les postes de Jumet et de Gilly. Un nouveau câble 150 kV, qui sera exploité dans un premier temps en 70 kV, sera placé entre les postes de Gouy et de Jumet. Le poste de Jumet sera alimenté via le réseau 150 kV à partir de Montignies et via le poste de Gilly, et d'autre part en 70 kV à partir de Gouy.

À plus long terme, les postes de Gilly et Jumet passeront en 150 kV et seront alimentés depuis Gouy et Montignies.

5.4.7. RÉGION DU BORINAGE

La liaison 70 kV entre les postes Ciply et Pâturages ainsi que la plupart des équipements en haute et basse tensions des postes de la région arrivent en fin de vie. Ces équipements devraient être complètement rénovés.

Différents projets de production éolienne sont envisagés dans cette zone. En cas de réalisation effective de ces projets, cela engendrera une saturation de la liaison 70 kV entre Harmignies, Elouges et Baudour. Le passage à une tension d'exploitation 150 kV est techniquement possible, excepté sur la partie comprise entre les postes de Ciply et Pâturages.

Cette double réalité amène Elia à réaliser le renouvellement de la ligne Ciply-Pâturages et à la reconstruire au gabarit 150 kV. Au vu de l'incertitude entourant les délais pour obtenir les permis nécessaires à cette construction, Elia a opté pour la pose d'un seul câble 150 kV.

Sur cette base et en réponse aux nombreuses demandes de raccordement et au potentiel de production décentralisée identifié, l'évolution à long terme du réseau dans cette région consistera à maximiser l'utilisation de l'infrastructure existante via une exploitation flexible. L'objectif à très long terme consiste à créer une boucle d'alimentation 150 kV via le sud de la région du Borinage depuis Ville-sur-Haine et jusqu'à Baudour.

Sa réalisation débutera par :

- L'adaptation et l'exploitation en 150 kV du second terne de la liaison Harmignies – Ville-sur-Haine, aujourd'hui utilisé en 70 kV ;
- La construction d'un poste 150 kV à Harmignies et l'installation d'un transformateur 150/10 kV ; le poste Harmignies 70 kV sera réduit et rénové partiellement dans un premier temps ;
- L'adaptation d'un terne de la liaison Harmignies – Ciply afin de permettre une exploitation en 150 kV et un raccordement en série avec le câble 150 kV qui doit être posé entre Ciply et Pâturages. Un transformateur 150/10 kV sera également installé dans les postes de Ciply et de Pâturages.

À plus long terme, le reste de la boucle entre Pâturages, Elouges, Quevaucamps et Baudour pourrait être porté à 150 kV. Un nouveau poste 150 kV devrait pour cela être construit à Pâturages ou Elouges et un des deux ternes de la liaison existante entre ces postes devrait être adapté afin de permettre une exploitation en 150 kV.

5.4.8. ZONING DE GHLIN

Le raccordement des utilisateurs de faible puissance du réseau 30 kV des postes de Tertre et du zoning de Ghlin sera optimisé en passant en moyenne tension. Le remplacement des transformateurs 150/30 kV de ces postes permettra d'augmenter la capacité de transformation vers la poche 30 kV du Borinage. Dans le zoning de Ghlin, ce renforcement va de pair avec un renforcement de la transformation vers la moyenne tension par l'ajout d'un transformateur 30/15 kV. Ce dernier point est réalisé et un transformateur 150/30 kV plus puissant est déjà installé, le second est en cours réalisation.

5.4.9. THUILLIES

Au poste de Thuillies, afin d'assurer l'approvisionnement en moyenne tension au regard de l'évolution de la consommation locale, un second transformateur 150/10 kV de 40 MVA sera installé.

5.4.10. RÉGION ENTRE SAMBRE ET MEUSE

Le sud de la province de Hainaut est caractérisé par une forte dispersion de charges, restant assez faibles. Dans le passé, la région a dès lors été équipée de liaisons aériennes 70 kV de faible section sur de longues distances, reliant entre eux des postes à structure simplifiée [2].

Tous les postes 70 kV et liaisons sont soutenus par des transformateurs 150/70 kV dans les postes de Neuville et Thy-le-Château et des liaisons avec les autres régions en 70 kV.

Plusieurs liaisons aériennes arriveront en fin de vie à moyen terme. Une partie du matériel à haute tension des postes doit également être renouvelée et pratiquement tous les équipements à basse tension doivent être remplacés.

Ensuite, les postes situés le plus au sud de la région sont alimentés via un réseau 63 kV depuis le réseau français de RTE. Ils font toutefois partie de la zone d'équilibre d'Elia et sont exploités, pour des raisons historiques, par le gestionnaire du réseau de distribution local.

Enfin, cette région présente un très gros potentiel en matière de production éolienne. Concrètement, cette région compte différents parcs éoliens qui sont déjà opérationnels, mais de la capacité de production y a également déjà été réservée, tant en moyenne tension qu'en 70 kV. Une étude d'Elia datant de 2010 et le potentiel de production renouvelable analysé en 2013 par les autorités wallonnes montrent toutefois que ce potentiel probable va encore au-delà des parcs installés et réservés. Le potentiel est en outre remarquablement présent dans la partie la plus au sud de la région.

Afin de répondre à ces besoins de remplacement et exploiter le potentiel en matière d'énergie renouvelable de la région, Elia a réalisé une étude à long terme en 2017-2018.

Cette dernière a révélé que la région devait être fondamentalement restructurée. La restructuration est caractérisée par :

- Un passage progressif en 150 kV en remplacement du 70 kV ;
- Le démantèlement de plusieurs liaisons 70 kV remplacées par de nouvelles liaisons souterraines 150 kV ;
- Un accroissement considérable de la capacité de transformation 150/70 kV ;
- La scission de cette région des autres poches en 70 kV voisines.

L'évolution se déroulera au cours de la période s'étalant de 2026 à 2037 en trois grandes phases. Le timing des deux dernières étapes peut être adapté en fonction de la concrétisation ou non du potentiel de production d'énergie renouvelable dans la région, des possibilités d'une exploitation flexible et de la nécessité d'aller reprendre une telle production dans la partie la plus au sud de la région. Au cas échéant, nous intégrerons dans la zone alimentée par Elia les deux postes du gestionnaire du réseau de distribution alimentés jusqu'à présent depuis la France.

Une première phase consistera en :

- La construction d'un poste 150 kV à Hanzinelle ;
- La construction d'un poste 150 kV complet à Neuville dans lequel sera notamment repris le transformateur 150/70 kV existant, ainsi que les équipements et liaisons 150 kV décrits ci-après ;
- La pose d'une nouvelle liaison câblée 150 kV depuis le poste de Montignies jusqu'au poste de Neuville via le poste d'Hanzinelle ;

2 Il s'agit de postes dans lesquels tous les éléments de réseau (transformateur ou ligne aérienne) ne disposent pas d'une travée haute tension complète.

- L'installation d'un transformateur 150/70 kV en repiquage sur ce câble à Hanzinelle ;
- L'installation d'un nouveau transformateur 150/70 kV plus puissant à la place de l'existant à Thy-le- Château ;
- L'installation d'un shunt reactor 150 kV à Neuville pour compenser les liaisons câblées qui ont été posées dans la région et absorber ainsi la puissance réactive générée ;
- Le remplacement d'un transformateur 70/11 kV à Neuville par un transformateur 150/11 kV afin de drainer principalement la production d'énergie renouvelable directement vers le réseau 150 kV ;
- La pose d'une nouvelle liaison câblée 150 kV entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle, qui sera exploitée dans un premier temps en 70 kV ;
- Durant cette phase, des évolutions sont également prévues concernant le réseau 70 kV : notamment la pose d'un nouveau câble 70 kV entre les postes d'Hanzinelle et de Neuville et le démantèlement des liaisons 70 kV en fin de vie entre poches voisines ;
- A cette occasion, le remplacement basse tension sera réalisé aux postes de Thy-le-Château et de Neuville.

Une deuxième phase consistera en :

- La pose d'une nouvelle double liaison souterraine 150 kV, qui sera exploitée dans un premier temps en 70 kV, entre les postes de Thy-le-Château et Solré-St-Géry ;
- La pose d'une nouvelle double liaison souterraine 150 kV, dont un terne sera exploité dans un premier temps en 70 kV, entre les postes de Neuville et de Couvin ;
- L'installation d'un transformateur 150/12kV à Couvin en remplacement d'un transformateur 70/12kV afin de drainer principalement la production d'énergie renouvelable directement vers le réseau 150 kV ;
- Durant cette phase, des évolutions sont également prévues concernant le réseau 70 kV avec démantèlement des liaisons aériennes dans la partie sud du réseau d'Elia dans cette zone.

Une troisième et dernière phase (après 2035 selon le planning actuel) consistera en l'extension du réseau d'Elia par de nouvelles liaisons câblées 150 kV vers la partie la plus au sud jusqu'à Chimay, afin de reprendre les productions décentralisées dans cette zone et alimenter en même temps les postes qui sont actuellement alimentés depuis la France. Le poste de Couvin sera entièrement alimenté en 150 kV et équipé d'un deuxième transformateur 150/12 kV. Un nouveau poste 150 kV, équipé de deux transformateurs 150/70 kV, sera construit à Chimay.

5.4.11. SCISSION DU POSTE 150 KV DE GOUY EN DEUX POSTES DISTINCTS NORD-SUD

Le poste 150 kV actuel est utilisé pour alimenter une partie nord du réseau (Brabant wallon) et une partie sud (Hainaut).

Au fil des ans, le nombre de travées dans ce poste a tellement augmenté que son exploitation en est devenue très difficile.

En outre, la puissance de court-circuit dans ce poste deviendra prochainement problématique avec l'ajout du nouveau transformateur 380/150 kV[3], ce qui rend l'exploitation de ce poste par Elia très complexe et contraint à faire preuve d'une grande prudence.

Il est dès lors envisagé de scinder le poste actuel en deux postes 150 kV distincts : un pour la partie nord du réseau (Brabant wallon) et un pour la partie sud (Hainaut). Le poste nord aura un transformateur 380/150 kV, le poste sud deux transformateurs 380/150 kV, tandis qu'une liaison entre les deux postes est également prévue comme solution de secours stratégique.

5.4.12. BAUDOUR – QUAREGNON

Vu l'augmentation de la charge sur la région de Mons, la liaison 150 kV à deux circuits entre les postes de Baudour et de Trivières arrive à saturation sous certaines conditions de charge, de production et d'exploitation du réseau.

Pour y remédier, une restructuration de ces lignes, ainsi que la pose d'un nouveau câble souterrain 150 kV entre le poste de Baudour et la dérivation à Quaregnon, sont prévues.

3 Ce transformateur supplémentaire 380/150 kV a été mentionné dans le précédent Plan de Développement.

5.4.13. REMPLACEMENT DE LIGNES 150 KV PAR DES CÂBLES ENTRE RUIEN ET CHIÈVRES

Les liaisons 150 kV entre les postes de Ruien et de Chièvres nécessitent des rénovations très importantes (pylônes et conducteurs). Ces liaisons alimentent également le poste 150 kV de Ligne et forment un ensemble maillé entre les postes de Chièvres, de Ruien et de Antoing alimentant depuis ces postes plusieurs industries.

Au regard de la grande longueur de ces liaisons, de l'ampleur des travaux à réaliser sur celles-ci pour les rénover, travaux qui ne permettraient que de prolonger leur durée de vie que de maximum 20 ans, le choix s'est porté sur une restructuration du réseau basée sur des liaisons souterraines en 150 kV.

Deux liaisons souterraines 150 kV seront posées depuis le poste de Ruien jusqu'à Thieulain, lieu où les liaisons ariennes actuelles partent d'une part vers le poste de Antoing et d'autre part vers le poste de Chièvres. L'une sera, via une transition liaison aérienne/souterraine, connectée à la liaison aérienne 150 kV allant vers le post de Antoing, l'autre liaison sera prolongée par une nouvelle liaison souterraine 150 kV jusqu'au poste de Chièvres en passant par le poste de Ligne. Enfin, une liaison souterraine 150 kV sera posée entre les postes de Chièvres et de Ligne.

Deux shunt reactor seront placés l'un au poste de Chièvres, l'autre au poste de Ruien, pour compenser l'énergie réactive générée par ces nouvelles liaisons souterraines.

Afin de pouvoir gérer les flux entre les deux zones électriques en 150 kV autour de Ruien et autour de Mons, un nouveau transformateur déphaseur 150/150 kV de 390 MVA devra être installé au poste de Chièvres en lieu et place du transformateur déphaseur existant et de puissance trop faible. Ceci permettant d'exploiter d'une manière flexible et au plus près des limites des installations existantes en tenant compte des indisponibilités, productions et charges réelles.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, vu la durée importante des travaux nécessaires pour atteindre la structure de réseau cible décrite ci-avant, des travaux minimums de réparation seront entrepris sur ces liaisons afin de mitiger les risques pour l'exploitation du réseau.

En fin de travaux de pose des liaisons souterraines et d'adaptation des postes, les liaisons aériennes entre les postes de Chièvres, Ligne et Ruien en passant par Thieulain, seront démontées.

5.4.14. CRÉATION POSTE EN ENTRÉE SORTIE À TERGNÉE 380 KV

Suite à l'apparition de nouvelles charges très importantes sur la région, le poste 380 kV de Tergnée devra être étendu. Voir §4.4.4 Interaction entre le système horizontal et le système vertical.

Ce poste est actuellement en simple repiquage à Saint-Amand sur la liaison aérienne 380 kV entre Gramme et Courcelles. Un second terne -devra être tiré de depuis le point de repiquage vers le poste de Tergnée, les pylônes existants étant déjà prévus à cet effet. Ceci permettra de créer un poste 380 kV complet en entrée/sortie sur la liaison Gramme - Courcelles. Les transformateurs 380/150 kV présents actuellement sur le site y seront raccordés et un couplage 380 kV sera également ajouté.

Enfin, cette étape réalisée, un nouvel utilisateur de réseau industriel, requérant dès à présent une forte charge, sera raccordé en 380 kV sur ce poste.

En attendant, ce même utilisateur de réseau sera raccordé sur le poste 150 kV de Tergnée afin de lui permettre de commencer son activité. Par la suite son raccordement en 150 kV lui servira d'alimentation de secours.



5.4.15. RESTRUCTURATION RÉGION OISQUERCQ – GOUY – SENEFFE – FELUY

La liaison aérienne 70 kV entre les postes de Gouy et Oisquercq, en passant par les postes de Ronquières, de Seneffe et de Feluy, arrive en fin de vie. Cette liaison étant relativement longue et une reconstruction à l'identique en 70 kV n'est pas autorisé en Wallonie. Dès lors et si la même structure de réseau devait être reconduite, cela devrait se faire par deux liaisons souterraines. Une étude long terme sur la région a montré qu'une restructuration avec un passage partiel vers le niveau de tension 150 kV est l'optimum technico-économique.

Dès lors, en vue de cette fin de vie de la liaison 70 kV, deux liaisons en câble souterrain 70 kV seront posées entre les postes de Oisquercq et de Ronquières, un second transformateur 150/70 kV sera installé au poste de Oisquercq, une nouvelle liaison souterraine 150 kV sera posée entre les postes de Oisquercq et de Braine-l'Alleud afin d'assurer l'alimentation sûre du réseau 70 kV de la région et du poste de Ronquières.

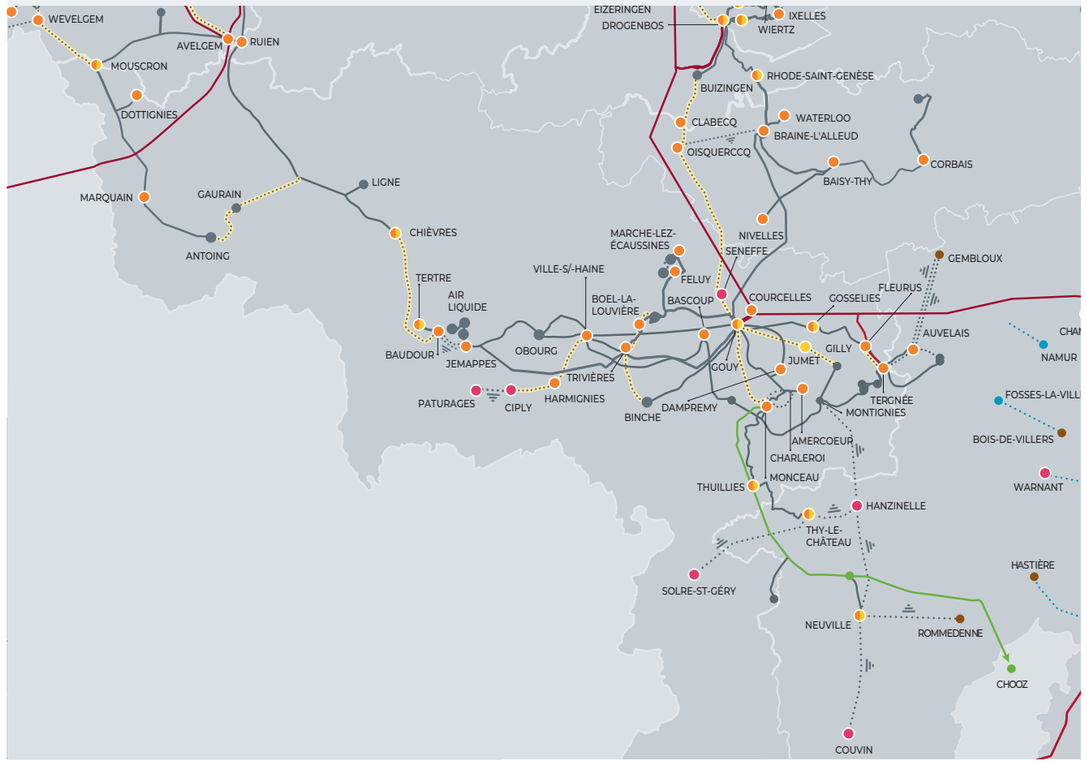
D'autre part, les postes de Seneffe et de Feluy seront passés en 150 kV: ouverture d'un nouveau poste 150 kV à Seneffe, second repiquage 150 kV à Feluy, restructuration des liaisons aériennes 150 kV entre les postes de Gouy, Marche-lez-Ecaussinnes et La Croyère passant à proximité des postes de Feluy et de Seneffe et en utilisant des pylônes au gabarit 150 kV exploités pour le moment en 70 kV.

5.4.16. PROJETS DE REMPLACEMENT

De façon complémentaire, les remplacements suivants, indépendants de changements de structure, sont envisagés ou réalisés :

- Gouy 150 kV : remplacement de matériel en haute et basse tension ainsi que du transformateur 150/70 kV ;
- Marquain 150 kV : remplacement de matériel en haute et basse tension ainsi que du transformateur 150/15 kV. Le poste sera également simplifié ;
- Jemeppe-sur-Sambre 150 kV : remplacement de matériel en haute et basse tension ainsi que d'un transformateur 150/70 kV ;
- Boël - La Louvière : remplacement de matériel en basse tension et restructuration de l'alimentation de la cabine 30 kV d'Elia et d'un client industriel depuis le réseau 150 kV ;
- Rénovation importante de la liaison aérienne entre les postes de Gaurain et Thieulain ;
- Remplacement de la liaison aérienne entre les postes de Gouy et Binche par la pose d'un segment de câble 150 kV entre le poste de Binche et la liaison actuellement hors tension entre les postes de Trivières et Péronnes afin de créer une nouvelle liaison entre les postes de Trivières et Binche ;
- Remplacement de la liaison aérienne entre les postes de Tergnée et Fleurus ;
- Remplacement de la liaison aérienne entre Tergnée et Auvelais/Jemeppe-sur-Sambre ;
- Remplacement des conducteurs de la liaison entre Gouy et Monceau ;
- Remplacement des conducteurs des liaisons autour de Obourg sur 5 km ;
- Gaurain 150 kV : remplacement du matériel en basse tension et/ou du matériel en haute tension ;
- Remplacement du matériel basse tension dans les postes de : Fleurus 150 kV, Marche-lez-Ecaussinnes 150 kV, Trivières 150 kV, Baudour 150 kV, Jemappes 150 kV, Monceau 150 kV, Tergnée 150 kV, Dottignies 150 kV, Monceau 150 kV, Gosselies 150 kV et Gouy 380 kV.

FIGURE 5.3 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DU HAINAUT



5.5 Province du Limbourg

5.5.1. LIMBOURG 150 KV

Des études récentes du réseau dans la province du Limbourg et le nord de la province d'Anvers (Campine) ont démontré que, pour assurer la sécurité d'approvisionnement à plus long terme de la région du nord du Limbourg, il est nécessaire de construire une nouvelle sous-station 380 kV avec un transformateur 380/150 kV supplémentaire, ainsi qu'une nouvelle sous-station 150 kV. La nouvelle sous-station 380 kV sera ensuite alimentée par une dérivation sur l'une des lignes 380 kV entre Meerhout et Van Eyck (Maaseik). De plus, le nouveau transformateur permet de scinder les réseaux de la Campine et du Limbourg pour limiter la puissance de court-circuit. Cette subdivision permet également d'augmenter les flux sur le backbone à 380 kV.

Une étude en cours, dont les résultats seront bientôt connus, devra démontrer quand un transformateur 380/150 kV supplémentaire sera nécessaire dans la région de Genk (sous-station André-Dumont ou ailleurs dans la région). L'emplacement de ce transformateur sera décidé sur la base de la meilleure solution technico-économique. Le calendrier de ce besoin dépend de l'évolution des développements effectifs dans la région.

En outre, les études futures devront démontrer si un renforcement des lignes 150 kV entre Meerhout et Beringen sera nécessaire à moyen terme.

Une nouvelle sous-station 150 kV est construite à Herderen. Cela permet dans un premier temps de regrouper les lignes existantes. Plus tard, cela permettra également de répartir le réseau 150 kV de Liège et du Limbourg.

Enfin, en fonction de l'évolution de la région de Lommel et de la flexibilité réalisable, une capacité de transformation supplémentaire 150/30 kV peut être nécessaire. Des études futures montreront si cette solution est la meilleure.

5.5.2. RESTRUCTURATION DU RÉSEAU 70 KV AUTOUR DE TESSENDERLO ET BERINGEN

La présence d'une production décentralisée dans et autour de Tessenderlo nécessite à long terme un soutien supplémentaire du réseau 150 kV à 70 kV. En outre, la totalité de la sous-station 70 kV de Beringen doit être remplacée. Toutefois, une étude à long terme a démontré que la sous-station 70 kV de Beringen peut être abandonnée si l'infrastructure de ligne 70 kV environnante est restructurée et si un transformateur 150/70 kV est installé à Tessenderlo pour remplacer le transformateur 150/70 kV de Beringen. En outre, cette transformation supplémentaire 150/70 kV à Tessenderlo permettra également de démanteler le réseau 70 kV vers Mol ainsi que la sous-station 70 kV de Mol, également obsolète. D'autre part, il sera alors nécessaire de remplacer la transformation 70/10 kV de Beringen et Lummen par une transformation 150/10 kV tant à Beringen qu'à Lummen. L'ancienne ligne 70 kV de Beringen à Lummen peut donc également être partiellement démantelée.

Un transformateur 150/70 kV sera ensuite installé à Tessenderlo et raccordé à la sous-station 150 kV de Beringen par un câble souterrain.

5.5.3. RESTRUCTURATION DU RÉSEAU 70 KV DANS LA RÉGION DU LIMBOURG

Dans le sud de la province du Limbourg et à la frontière avec le Brabant flamand, un certain nombre de lignes 70 kV doivent être remplacées. Il s'agit de la liaison entre Saint-Trond, Borgloon et Tongres, qui va jusqu'à Vottem en province de Liège.

Une première analyse a entre-temps démontré que la meilleure solution technico-économique est de remplacer cette ligne par un câble 150 kV. La principale raison en est la durée de vie relativement limitée des pylônes actuels. Dans un avenir proche, cette solution devra être confirmée lors de la réalisation d'une étude détaillée.

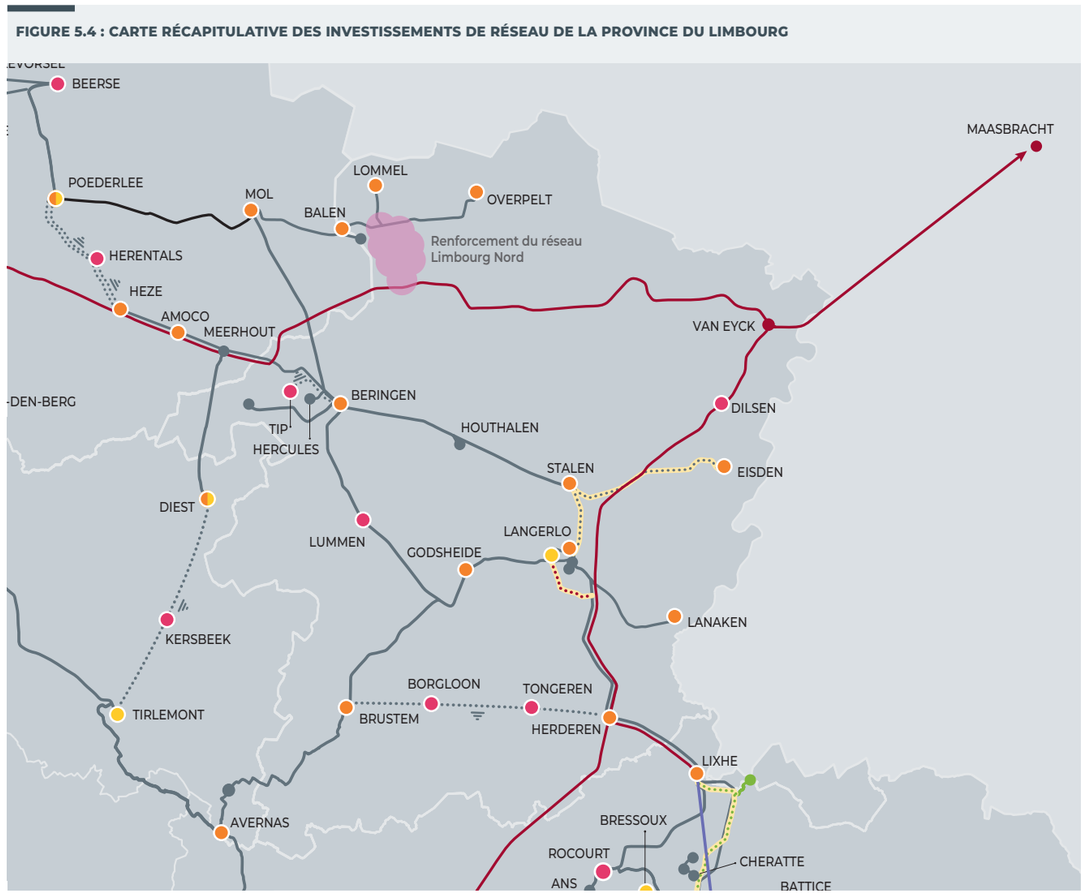
En outre, un certain nombre de lignes 70 kV dans la province du Limbourg doivent être remplacées à moyen terme. Il s'agit plus précisément des liaisons entre Godsheide (Hasselt) et Stalen (Genk) et entre Eisden et Maasmechelen. En ce qui concerne la liaison Godsheide-Stalen, il a été décidé par le passé de remplacer les conducteurs et de renforcer les pylônes. Quant à la liaison entre Eisden et Maasmechelen, une étude future permettra de préciser la meilleure solution technico-économique.

5.5.4. PROJETS DE REMPLACEMENT

En outre, d'importants projets de remplacement sont en cours ou prévus dans les sous-stations de Balen, Beringen, Brustem, Lanaken et Lommel.

Pour certaines liaisons aériennes, les câbles sont à remplacer, c'est le cas pour les lignes 150 kV Stalen - Langerlo et Stalen - Eisden.

FIGURE 5.4 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DU LIMBOURG



5.6 Province de Liège

5.6.1. BOUCLE DE L'EST

Depuis plusieurs années déjà, on assiste dans la zone dite de la Boucle de l'Est[4] à un important développement de projets de production d'électricité décentralisée. Cette zone du réseau de transport local atteint une saturation avérée.

Afin d'accompagner le déploiement de la production renouvelable en Wallonie, Elia a mis en service fin 2016 la première phase du renforcement de la Boucle de l'Est, à savoir : le remplacement de la liaison aérienne entre les postes Bévercé – Stephanshof – Amel ainsi qu'entre Stephanshof et Butgenbach par une liaison aérienne à deux ternes d'un gabarit 110 kV mais exploitée en 70 kV dans un premier temps.

5.6.1.1. Boucle de l'est : deuxième phase du renforcement

La capacité libérée suite à la première phase de renforcement étant déjà épuisée sur base de la liste actuelle des demandes en attente, la seconde phase de renforcement est d'ores et déjà en cours.

Cette seconde phase consiste d'une part à découpler les réseaux 70 kV entre la zone de Liège et celle de l'est (Saint-Vith et Malmedy) et d'autre part à exploiter dès ce stade un terne entre Brume et Amel en 110 kV.

Pour ce faire, un nouveau transformateur 380/110 kV sera installé à Brume et la ligne Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts sera remplacée par une ligne double terne gabarit 110 kV. Dans les postes de Bévercé, Amel, Trois-Ponts et Butgenbach, un des deux transformateurs 70/15 kV sera remplacé par un transformateur 110/15 kV. Comme repris au paragraphe suivant, ceci est déjà fait entre les postes de Brume et de Trois-Ponts.

Cette seconde phase de renforcement permettra de raccorder 150 MW de productions supplémentaires sur la partie nord de la Boucle de l'Est.

5.6.1.2. Brume : installation d'un hub de production décentralisée

Parallèlement à cette seconde phase de renforcement de la boucle de l'Est et afin d'accueillir de la capacité additionnelle aux alentours du poste Brume, il avait été envisagé d'installer une cabine 36 kV à Brume. Cette cabine 36 kV aurait été alimentée par le tertiaire 36 kV du nouveau transformateur 380/110 kV de 300 MVA qui est nécessaire pour la seconde phase du renforcement de la Boucle. Elle aurait permis, moyennant une flexibilité raisonnable des producteurs et de l'exploitation par Elia, de mettre une infrastructure adéquate à disposition des producteurs.

L'installation de cette cabine 36 kV à Brume est pour l'instant mise en suspens mais le transformateur 380 / 110 kV a été installé de manière anticipative à la seconde phase de renforcement. En combinant cet investissement avec l'installation de deux nouveaux transformateurs 110 kV/MT et 70 kV/MT de 50 MVA à Trois-Ponts, de la capacité en termes d'accueil de productions décentralisées a été dégagée dès 2021, moyennant au besoin usage d'une flexibilité limitée. Cette capacité est suffisante par rapport aux besoins actuellement connus.

5.6.1.3. Boucle de l'est : possibilités de renforcements ultérieurs

Si le déploiement de la production éolienne dans la zone devait rendre ces renforcements insuffisants et si les moyens d'une exploitation flexible sont épuisés, le remplacement des liaison aériennes 70 kV Amel – Saint-Vith et Cierreux – Saint-Vith par des liaisons aériennes gabarit 110 kV double terne pourrait être envisagé ultérieurement.

De même, le remplacement de la liaison aérienne entre Bronrome et Heid-de-Goreux par une liaison double terne au gabarit 110 kV est planifié également à long terme ; ce projet permettant d'envisager la suppression de la liaison aérienne 70 kV Comblain - Heid-de-Goreux.

4 Cette zone couvre l'est du territoire de la Région wallonne et comprend le nord de la province de Luxembourg et le sud de la province de Liège.

5.6.1.4. Heid-de-Goreux et Saint-Vith : remplacement des postes

Pour garantir la fiabilité de l'alimentation, les postes de Saint-Vith et Heid-de-Goreux seront remplacés par des postes en 110 kV.

Cela s'inscrit dans l'évolution vers un niveau de tension 110 kV à long terme.

5.6.2. RESTRUCTURATION DE LA POCHE MONSIN ET BRESSOUX

À la suite à de nombreux besoins de remplacement sur le poste de Monsin, il a été décidé, en étroite collaboration avec le gestionnaire de réseau de distribution concerné, de supprimer le poste de Monsin (poste 70 kV et cabine 15 kV) et d'installer un nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA à Bressoux qui reprendra également la charge de Monsin.

5.6.3. RESTRUCTURATION DE LA BOUCLE DE HESBAYE

Suite aux différents besoins de remplacement et d'accueil de productions décentralisées identifiés dans la boucle de Hesbaye, une étude spécifique a été réalisée sur cette boucle avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné.

L'optimum technico-économique résultant de cette étude est le suivant :

- Confirmation de la nécessité de construction d'un poste 150 kV à Hannut avec l'installation d'un transformateur 150/70 kV de 90 MVA et de deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA ;
- Installation d'un troisième transformateur 150/15 kV de 50 MVA à Ans (à confirmer en fonction de l'évolution des charges) suite à la reprise des charges par le Gestionnaire de Réseau de Distribution de Hollogne 15 kV sur Ans 15 kV ; le poste de Hollogne 70 kV sera quant à lui supprimé ;
- Construction d'un poste 150 kV à Rocourt au pied de la liaison aérienne 150 kV Ans - Vottem avec installation de deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA ; le poste Alleur 70 kV sera alors supprimé ;
- Construction d'un poste 150 kV à Profondval avec installation de deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA ; le poste Profondval 70 kV sera dès lors supprimé ;
- Abandon du projet de remise en service de la liaison aérienne gabarit 150 kV entre Gramme et Rimière : cette liaison aérienne sera par conséquent démontée.

5.6.4. RACCORDEMENT DE NOUVELLES CENTRALES AVEC IMPACT SUR LE RÉSEAU GÉNÉRAL

Afin de permettre le raccordement de la centrale des Awirs sur le poste de Rimière 380 kV explicité au §4.4.3 Raccordement de nouvelles unités de production et de stockage, ainsi que le raccordement de la centrale de Seraing sur le poste de Rimière 220 kV, les travaux suivants doivent être entrepris au niveau du 220 kV :

- Déjumelage des deux ternes de la liaison 220 kV Jupille – Rimière ;
- Installation d'une travée 220 kV à Jupille pour permettre ce déjumelage ;
- Installation de trois travées 220 kV à Rimière suite d'une part au déjumelage mentionné mais également suite à la restructuration des deux transformateurs actuels 380/220 kV à Rimière et à l'installation d'un troisième.

À noter que le déjumelage 220 kV de Lixhe – Jupille a quant à lui déjà été réalisé en 2021.

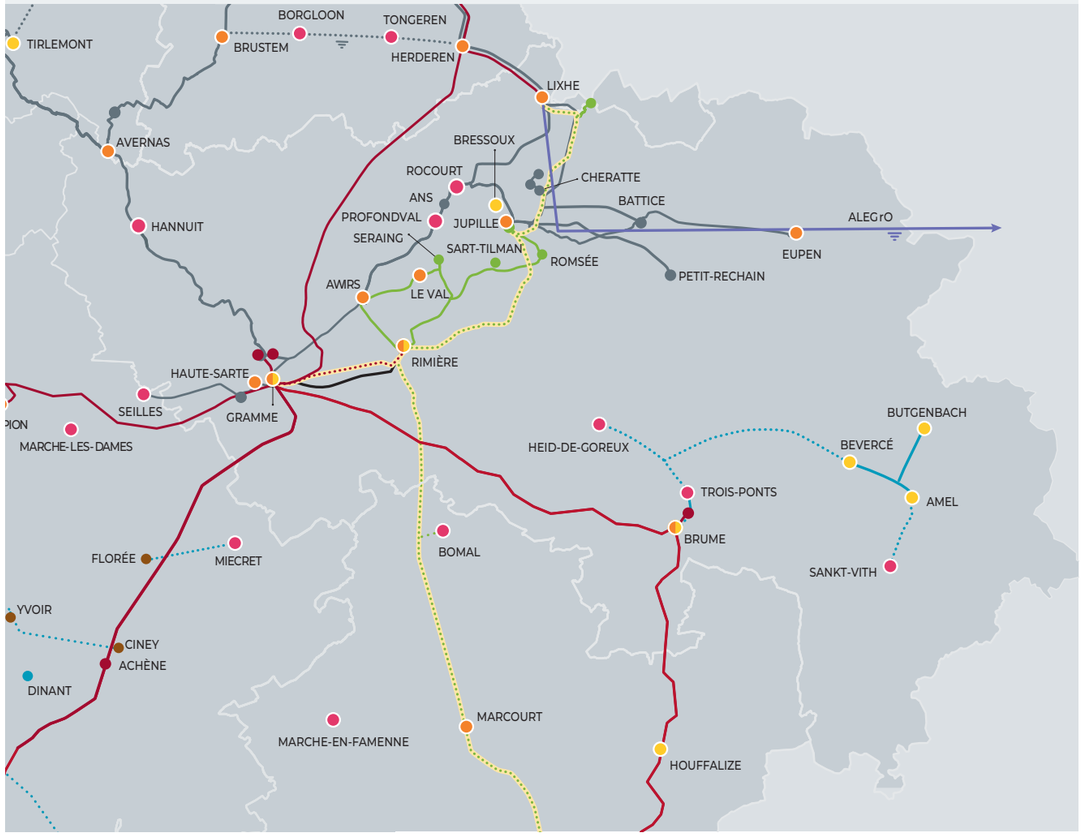
5.6.5. PROJETS DE REMPLACEMENT

Afin d'assurer la fiabilité d'alimentation, la période 2024-2034 comporte divers projets de remplacement :

- Des remplacements basse tension sont ainsi prévus dans les postes d'Avernas 150 kV, Awirs 150 kV, Awirs 220 kV, Berneau 220 kV, Leval 220 kV, Lixhe 150 kV et Tihange Bis 380 kV ;
- Des remplacements d'équipement à haute et basse tension sont par ailleurs prévus dans les postes de Rimière 220 kV, Eupen 150 kV, Gramme 380 kV, Gramme 150 kV et Haute-Sarte 150 kV ;
- La liaison 220 kV Lixhe - Jupille sera également rénovée.

Le poste 380 kV Tihange 2 sert actuellement au raccordement d'une unité de production nucléaire et à l'alimentation du transformateur 380/150 kV de Tihange Bis situé en bordure du site nucléaire. Une fois que le raccordement 380 kV ne sera plus nécessaire pour le producteur, le poste de Tihange 2 pourra être mis hors service et le transformateur de Tihange Bis raccordé directement sur Gramme. Ces travaux sont actuellement planifiés en 2027. Le remplacement de quelques équipements basse tension est nécessaire à court terme afin de prolonger l'exploitation du poste jusqu'en 2027.

FIGURE 5.5 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DE LIÈGE



5.7 Province du Luxembourg

5.7.1. ZONE BOMAL – HOTTON

Le réseau 70 kV de la région de Bomal – Hotton présente différents besoins de remplacement (postes 70 kV de Bomal et de Soy, ainsi qu'à plus long terme, la liaison 70 kV Bomal – Comblain).

Le poste 70 kV de Bomal sera remplacé par un nouveau poste au gabarit 110 kV.

À long terme, il est prévu de créer une liaison 220 kV entre la ligne 220 kV Villeroux – Rimière et le poste de Bomal ainsi que la mise en place d'un transformateur 220/70 kV au niveau de Bomal. Ceci permettra la suppression de la liaison 70 kV Bomal – Comblain. Le poste de Marcourt 220 kV deviendra alors un poste avec un seul jeu de barres et une entrée/sortie de la ligne 220 kV Villeroux - Rimière. Cette vision devra toutefois être confirmée en fonction de l'évolution de l'affectation de la liaison 220 kV Villeroux – Rimière (voir §4.5.1.3 Renforcement du backbone interne Sud-Est).

5.7.2. BOUCLE D'ORGÉO

La vision à long terme de la boucle reliant les postes de Villeroux, Orgéo, Hastière, Achêne et Marcourt consiste en l'introduction progressive du 110 kV, en commençant par le remplacement au gabarit 110 kV de la liaison aérienne Hastière – Pondrôme. S'en suivra le remplacement de la liaison Fays-les-Veneurs – Orgéo.

Par ailleurs, différents projets de parcs de production se sont manifestés aux alentours de Neufchâteau. Avec les raccordements déjà confirmés, le réseau haute tension, en particulier la liaison 70 kV entre Orgéo et Neufchâteau, arrive à saturation malgré les moyens de flexibilité. Afin de lever cette congestion, il est envisagé de mettre hors service la liaison 70 kV et de reconstituer un nouveau circuit entre Orgéo et Neufchâteau. Pour ce faire, un nouveau câble au gabarit 110 kV sera posé entre le poste de Neufchâteau et la liaison reliant Respelt à Orgéo.

5.7.3. RESTRUCTURATION DU 220 KV DANS LA PROVINCE DU LUXEMBOURG

Voir également §4.5.1.3 Renforcement du backbone interne Sud-Est.

La liaison double terne 220 kV reliant Aubange à Villeroux montre quelques signes de vieillissement prématuré. Une rénovation de quelques éléments de pylônes et de fondations est prévue à court terme pour permettre d'exploiter cette double liaison tout en sécurité jusqu'à sa fin de vie en 2035. A cet horizon de temps, il faudra tirer un second terne sur la liaison 380 kV voisine entre Aubange et Villeroux. Ce second terne sera au gabarit 380 kV et exploité en 220 kV dans un premier temps. Une fois cette nouvelle liaison mise en service, la double liaison 220 kV entre Aubange et Villeroux pourra être démontée.

Une rénovation est également prévue sur la liaison 220 kV entre Villeroux et Rimière afin de l'exploiter jusqu'à l'horizon 2040.

5.7.4. PROJETS DE REMPLACEMENT

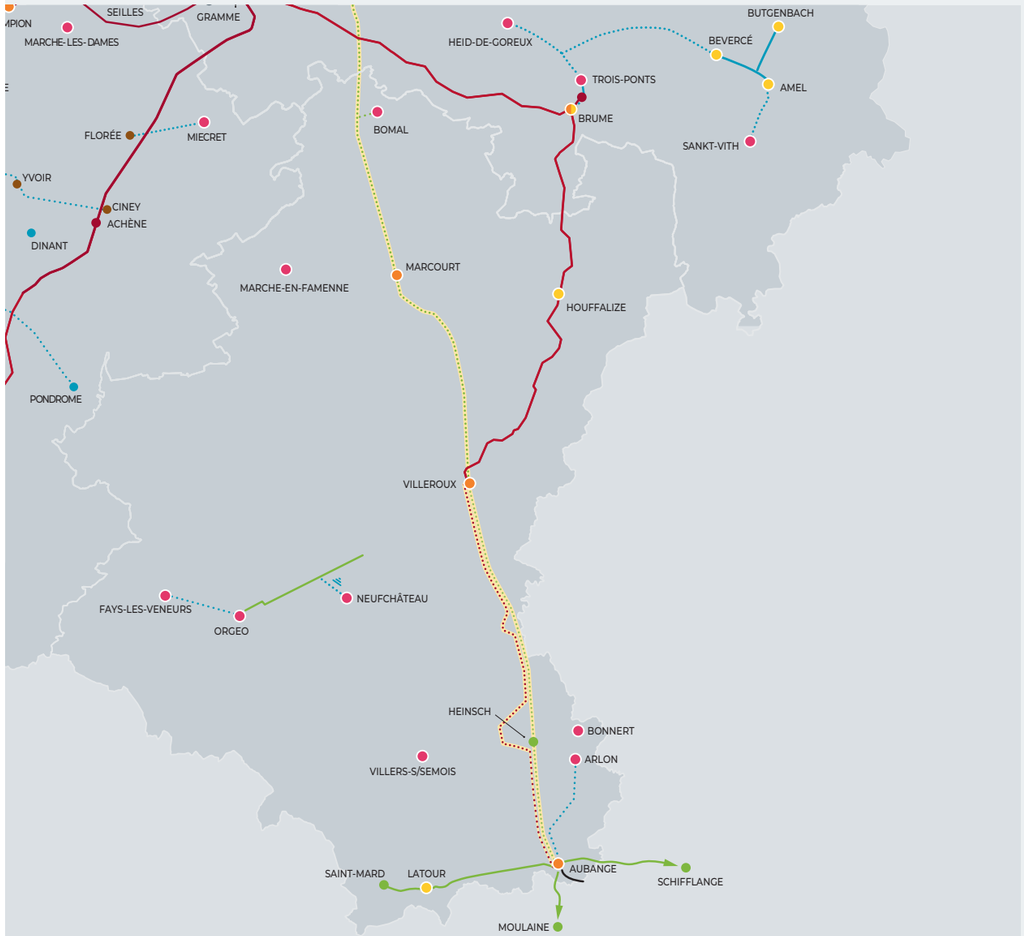
Afin d'assurer la fiabilité d'alimentation, les postes de Bonnert, Villers-sur-Semois, Saint-Vith, Fays-les-Veneurs, Orgéo, Neufchâteau, Arlon, Aubange et Marche-en-Famenne seront remplacés au gabarit 110 kV tout en étant exploités dans un premier temps en 70 kV. Des équipements à basse et haute tension seront également remplacés dans les postes 220 kV de Houffalize, Villeroux et Aubange.

Suite à l'incendie d'un transformateur déphaseur 220 kV à Aubange, le transformateur et les équipements se trouvant à proximité ont été détruits ou endommagés. Leur remplacement ou remise en état est planifié.

La liaison aérienne 70 kV reliant Arlon à Aubange arrivant en fin de vie, elle sera remplacée par une nouvelle liaison double terne au gabarit 110 kV. L'ancienne liaison 150 kV partant d'Aubange vers le Grand-Duché du Luxembourg déjà déconnectée du réseau sera démontée.

À Latour, un second transformateur 220/15 kV sera installé en repiquage sur la liaison 220 kV Aubange – Saint-Mard. Ceci permettra de supprimer le poste 70 kV qui doit être remplacé. Une analyse réalisée avec le gestionnaire de réseau de distribution déterminera si le maintien d'une seule injection vers la moyenne tension est suffisant. Les équipements basse tension seront également remplacés.

FIGURE 5.6: CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DU LUXEMBOURG



5.8 Province de Namur

5.8.1. VISION GLOBALE

Historiquement développé en 70 kV, le réseau namurois est amené à progressivement évoluer vers un niveau de tension 110 kV directement supporté par des transformateurs raccordés au réseau 380 kV.

Encadrée par la zone du Hainaut à l'ouest, évoluant vers le 150 kV, et la zone de Liège à l'est, évoluant vers le 220 kV, la zone de Namur devra donc progressivement être découplée de ses voisines. On notera que la zone du Luxembourg, au sud-est, évoluant également vers le 110 kV, il n'est pas nécessaire de découpler ces deux zones. Les investissements planifiés ou les pistes envisagées pour l'évolution à moyen et long terme dans la zone de Namur sont en ligne avec l'étude à long terme réalisée sur la zone. Ils ont pour but d'assurer une cohérence avec les projets prévus dans les zones voisines ainsi que leur pérennité.

5.8.2. DÉCOUPLAGE AVEC LE HAINAUT

Au nord-ouest, le découplage entre les réseaux namurois et hennuyer se fera entre les postes de Gembloux et Leuze. Compte tenu du fort potentiel éolien de cette zone, il a été décidé de basculer le poste de Gembloux et la capacité d' accueil qui lui est associée sur la zone hennuyère, moyennant le remplacement de la liaison Auvelais-Gembloux au gabarit 150 kV par une liaison souterraine de deux ternes. La liaison Gembloux – Leuze ne sera, quant à elle, pas maintenue et le poste de Leuze évoluera donc à terme vers le niveau de tension 110 kV avec le reste de la zone de Namur.

À l'ouest, la liaison entre Auvelais et Fosses-la-Ville ne sera pas remplacée. Fosse-la-Ville sera alimentée depuis la zone namuroise via une double antenne au gabarit 110 kV depuis Bois-de- Villers.

Au sud-ouest, il est prévu de découpler les zones Namur et Hainaut en ne remplaçant pas la liaison entre les postes Romedenne et Hastière.

5.8.3. DÉCOUPLAGE AVEC LIÈGE

Au nord-est de la zone Namur, la liaison avec la zone de Liège se fait via la liaison reliant les postes de Seilles, Statte et Ampsin. Le découplage entre les deux zones se fera au niveau de cette liaison dont l'utilité comme alimentation de secours d'Ampsin aura disparue à la suite des travaux de restructuration prévus au niveau de Hannut. L'avenir de l'alimentation du poste de Wanze doit encore faire l'objet d'une étude approfondie.

La zone de Namur est alimentée au nord-est par un transformateur 150/70 kV à Seilles, raccordé au poste Gramme (Huy). L'avenir de ce point d'injection a été analysé dans le cadre de l'étude à long terme sur la zone. Compte tenu de la durée de vie restante de la liaison 150 kV actuellement estimée et le maintien du poste Gramme comme alimentation des services auxiliaires du site nucléaire de Tihange, le maintien de l'injection à Seilles est la piste à privilégier d'un point de vue technico-économique.

5.8.4. DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE NAMUR

Une étude à long terme a été réalisée sur la zone de Namur étant appelée à évoluer à terme vers une tension 110 kV. La structure de réseau retenue et surtout les liaisons 110 kV envisagées ont notamment pour but d'intégrer de manière optimale le potentiel de production renouvelable dans la zone. Les points d'injections vers les gestionnaires de réseau de distribution locaux sont globalement maintenus. A l'exception de certains cas dans lesquels il est possible et acceptable de s'en passer, les liaisons 70 kV arrivant en fin de vie seront remplacées par des nouvelles liaisons au gabarit 110 kV à double terne, exploitées dans un premier temps en 70 kV.

Actuellement, il est prévu de remplacer les liaisons à un seul terne suivant par des nouvelles liaisons double terne au gabarit 110 kV :

- L'axe reliant Yvoir à Ciney ;
- La ligne reliant Hastière et Pondrôme ;
- La ligne entre Fays-les-Veneurs et Orgéo, cette dernière se situe dans la province du Luxembourg mais est électriquement liée au réseau namurois étudié ;
- La ligne reliant Florée à Miécret ;
- Les lignes double terne suivantes seront également remplacées par des lignes double terne au gabarit 110 kV :
  - La portion de ligne entre Namur et le repiquage à Flawinne ;
  - La portion de ligne entre Bois-de-Villers et Fosses-la-Ville, Comme expliqué précédemment, la portion de cette ligne entre Fosses-la-Ville et Auvelais sera démontée à sa fin de vie ;

Au vu de la situation géographique, la ligne entre Yvoir et Bois-de-Villers sera remplacée à sa fin de vie par un câble souterrain, au gabarit 110 kV, reliant Yvoir à Warnant ;

Lors de la réalisation de l'étude, il a été observé qu'avec la diminution de la production nucléaire à Tihange, les flux 380 kV venant de Lonny (France) et allant vers Gramme, en passant par Achêne, seront plus importants. Ces flux se répercuteront au travers du réseau 70 kV namurois en cas d'indisponibilité non programmée de l'unique ligne reliant Achêne à Gramme et y seront cause de surcharges, voir également §4.3.1 Renforcement Lonny (FR) - Achêne - Gramme (LAG). Pour éviter ces surcharges, le réseau 70 kV namurois sera coupé en deux d'un point de vue de l'exploitation. Pour permettre cette nouvelle exploitation, un transformateur 380/70 kV supplémentaire est nécessaire à Achêne.

5.8.5. PROJETS DE REMPLACEMENT

La période 2024-2034 comporte divers projets de remplacement, soit totalement indépendants d'un changement de structure du réseau, soit en ligne avec les conclusions de l'étude à long terme sur la zone :

- Les postes 70 kV suivants, ainsi que certains transformateurs les équipant, sont en cours de remplacement ou seront complètement remplacés au gabarit 110 kV mais exploités dans un premier temps en 70 kV : Marche-les-Dames, Seilles, Miécret (à confirmer), Warnant ;
- La basse tension du poste Champion 380 kV sera renouvelée ;
- La basse tension du poste Auvelais 150 kV doit être renouvelée.



FIGURE 5.7 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DE NAMUR



5.9 Province de Flandre orientale

5.9.1. PROJETS LIÉS AU BACKBONE INTERNE 380 KV

Les projets liés à la déconnexion des réseaux 150 kV dans les provinces de Flandre orientale et occidentale sont soit en cours de réalisation, soit réalisés. Cette évolution est liée à l'augmentation des échanges de puissance sur le backbone 380 kV, ayant pour effet que certaines congestions pourraient apparaître dans les réseaux 150 kV sous-jacents. La solution appropriée consiste à installer un deuxième transformateur 380/150 kV d'une puissance de 555 MVA à Rodenhuize et à déconnecter le réseau 150 kV à Heimolen et Nieuwe Vaart. La déconnexion du réseau 150 kV à Heimolen nécessite un ajustement de la configuration des lignes aériennes 150 kV autour de Heimolen. Concrètement, des lignes aériennes supplémentaires sont raccordées à la sous-station 150 kV, créant ainsi la flexibilité nécessaire à l'exploitation du réseau. À Nieuwe Vaart, la sous-station 150 kV rénovée offre déjà les possibilités d'exploitation nécessaires.

Des études complémentaires ont démontré que des ajustements supplémentaires limités sont encore nécessaires pour mettre en œuvre la déconnexion des réseaux 150 kV de manière robuste. La résistance aux courts-circuits de la sous-station 150 kV de Rodenhuize peut être considérablement augmentée en remplaçant cinq disjoncteurs, ce qui permet d'utiliser plusieurs modes de fonctionnement sans dépasser les limites de court-circuit. En outre, il convient d'ajouter un deuxième couplage latéral dans cette sous-station, afin qu'il puisse y avoir une exploitation sur tous les jeux de barres. Ce couplage pourra également être utilisé après l'installation du transformateur 380/150 kV supplémentaire à Baekeland, comme indiqué au §4.4.1 Nouvelle sous-station de Baekeland et ci-dessous. À Heimolen, des lignes aériennes 150 kV supplémentaires sont également raccordées à la sous-station 150 kV, ce qui nécessite l'installation de quelques travées supplémentaires. Il s'agit plus précisément d'une ligne aérienne vers Sint-Pauwels et d'une ligne aérienne vers Rodenhuize. Les analyses démontrent également que les lignes aériennes 150 kV entre Eeklo Nord et Rodenhuize, qui relient les régions de Gand et de Bruges, sont fortement chargées et peuvent même devenir surchargées aux moments où il y a un important excédent de puissance dans la région de Bruges. Ces derniers peuvent se produire, entre autres, à l'injection élevée des parcs éoliens onshore et offshore. Plutôt que de renforcer cette liaison, il est prévu de placer les modules Ampacimon sur ces lignes afin d'utiliser de manière flexible la capacité de transport supplémentaire créée par le refroidissement accru à des vitesses de vent plus élevées. L'infrastructure existante est ainsi exploitée de manière optimale.

Compte tenu de l'important potentiel de production et de consommation supplémentaires qu'apportera la transition énergétique, des études complémentaires ont été menées et les prochaines étapes du développement du réseau 150 kV ont été élaborées. Les analyses démontrent que la région de Gand a besoin d'un renforcement supplémentaire à partir du réseau 380 kV. Il s'agira d'un transformateur 380/150 kV supplémentaire qui sera connecté, du côté 380 kV, à la nouvelle sous-station 380 kV de Baekeland et, du côté 150 kV, à la sous-station 150 kV de Rodenhuize.

5.9.2. EEKLO

À Eeklo Pokmoer, les transformateurs 150/36 kV arrivent en fin de vie. Ces transformateurs sont alimentés en antenne à partir de la sous-station 150 kV de Langerbrugge au moyen d'une ligne aérienne 150 kV. Lors des travaux de maintenance, des dommages importants ont été constatés sur les fûts de pylône de cette ligne 150 kV, de sorte que sa préservation à long terme nécessite un renouvellement complet. Pour cette raison, seul l'un des deux transformateurs 150/36 kV à Eeklo Pokmoer doit être renouvelé. La seconde alimentation de la zone 36 kV est assurée par le transformateur 150/36 kV existant à Eeklo Nord, qui nécessite également des travaux limités de câblage 36 kV entre les deux sous-stations. Ces investissements constituent la première étape d'une transition progressive par laquelle la zone 36 kV autour d'Eeklo sera entièrement alimentée par la sous-station 150 kV d'Eeklo Nord, en utilisant de manière optimale le réseau existant 36 kV et 150 kV. La ligne 150 kV entre Eeklo Pokmoer et Langerbrugge sera démantelée lorsqu'elle aura atteint la fin de sa durée de vie, dans un délai de 15 à 20 ans.

5.9.3. PORT DE GAND

La transition énergétique va de pair avec un potentiel considérable de production et de consommation supplémentaires dans le port de Gand. Comme évoqué au §4.4.1. Nouvelle sous-station Baekeland, c'est la raison pour laquelle il est prévu de renforcer le réseau 150 kV via un transformateur 380/150 kV supplémentaire qui sera connecté, du côté 380 kV, à la nouvelle sous-station 380 kV de Baekeland et, du côté 150 kV, à la sous-station 150 kV de Rodenhuize. En fonction du besoin concret de capacité de raccordement supplémentaire, ce transformateur 380/150 kV peut être ajouté à la zone. La structure du réseau de la sous-station Baekeland 380 kV est déjà prévue pour cela. Du côté des 150 kV, cependant, cela nécessitera des adaptations considérables du réseau qui font actuellement l'objet d'une étude approfondie.

Sur la rive gauche du port de Gand, en fonction de l'arrivée de nouvelles charges et/ou productions, il est prévu de renforcer l'alimentation du réseau 36 kV à partir du 150 kV en installant un transformateur 150/36 kV supplémentaire. Compte tenu de l'emplacement nord du potentiel, la vision est de placer le nouveau transformateur 150/36 kV sur le futur site haute tension du Kluizendok. L'alimentation 150 kV était initialement assurée par les lignes 150 kV entre Eeklo Nord et Rodenhuize qui passent près du Kluizendok. Cependant, étant donné que ces lignes 150 kV sont déjà fortement chargées, comme indiqué au §5.9.1. Projets liés au backbone interne 380 kV, une alimentation 150 kV est prévue au moyen d'une liaison par câble à partir d'une sous-station 150 kV voisine telle que Langerbrugge ou Rodenhuize. Un renforcement supplémentaire de l'alimentation peut être assuré à moyen terme à l'aide d'un transformateur 150/12 kV.

La rive droite du port de Gand se caractérise également par un important potentiel de production et de prélèvement supplémentaires. L'option de renforcement privilégiée pour ce réseau consiste à installer un deuxième transformateur 150/36 kV dans la sous-station Rechteroever, alimenté par un câble 150 kV provenant de la sous-station Langerbrugge. Le renforcement du réseau peut être reporté en utilisant les câbles 36 kV existants qui relient les réseaux des rives gauche et droite. L'installation du deuxième transformateur 150/36 kV sur Rechteroever est donc actuellement liée à la fin de vie de ces câbles dans un délai de 5 à 10 ans. Toutefois, une réalisation plus rapide peut être nécessaire en fonction de l'arrivée de consommations supplémentaires importantes.

5.9.4. GAND CENTRE

La partie urbaine de la région de Gand est alimentée par le réseau 150 kV principalement au moyen de transformateurs 150/36 kV. Ils sont installés dans la partie nord dans les sous-stations Nieuwe Vaart et Ham, ainsi que dans la partie sud dans les sous-stations Flora et Drongen. Sur la base des perspectives actuelles, il n'est pas nécessaire de modifier cette structure. Cependant, le couplage 36 kV entre les injecteurs 150/36 kV au sud et au nord sera renforcé par de nouvelles liaisons câblées 36 kV. Cela permettra aux transformateurs 150/36 kV de Ham et Nieuwe Vaart, situés au nord de Gand, de mieux supporter ceux de Flora et Drongen.

Le plan d'investissement actuel ne prévoit que les remplacements nécessaires à l'entretien de ce réseau. Par exemple, le transformateur 150/36 kV existant à Drongen sera remplacé par un nouveau transformateur de 125 MVA et l'équipement de la ligne 150 kV entre Rodenhuize et Flora sera remplacé.

Pour des raisons de sécurité, la ligne 150 kV entre Langerbrugge et Nieuwe Vaart doit être relevée à un endroit.

5.9.5. ALOST - DENDERMONDE - MALDEREN

La zone Alost-Dendermonde-Malderen comprend un vaste réseau 70 kV qui est relié au réseau 150 kV à Alost, Ninove, Merchtem et Malderen au moyen de transformateurs 150/70 kV. Une récente étude à long terme a démontré que le réseau actuel 70 kV dispose encore d'une certaine marge pour l'augmentation de la consommation dans la zone, mais que la transition progressive du réseau 70 kV vers un réseau 150 kV est la voie de développement appropriée. L'élément déclencheur est principalement la fin de vie des éléments du réseau 70 kV e dans les 20 prochaines années. D'ici 2040, cela créera deux nouvelles structures de réseau 150 kV. La section sud comprend la région d'Alost-Ninove, qui sera alimentée par la ligne aérienne 150 kV existante entre les sous-stations d'Alost et de Bruegel ainsi que par une nouvelle liaison par câble 150 kV entre les sous-stations de Bruegel, Essene et Alost. Une sous-station 150 kV est en cours de construction à Alost et Essene. Autour d'Alost, le réseau 70 kV sera conservé, jusqu'à Zottegem et Ninove, étant donné la longue durée de vie restante des différents éléments du réseau. Dans la partie nord, le réseau 70 kV sera entièrement démantelé et remplacé par une nouvelle liaison 150 kV entre la sous-station de Saint-Gilles-Dendermonde, Baasrode et Malderen. Ce développement accroît la sécurité d'approvisionnement de la ligne aérienne 150 kV entre Heimolen et Alost Nord et augmente également la capacité de rac-

cordement dans la région de Sint-Niklaas à long terme. Les sous-stations de Willebroek et de Bornem seront raccordées aux lignes aériennes 150 kV existantes entre les sous-stations de Schelle et de Bruegel lorsque le réseau 70 kV sera abandonné.

Plusieurs éléments du réseau 70 kV atteindront leur fin de vie dans un avenir proche. Dans la perspective de la vision à long terme, ces éléments de réseau seront remplacés par des installations 150 kV qui continueront à fonctionner à 70 kV en attendant le passage à ce niveau de tension. Citons par exemple le remplacement de la sous-station 70 kV à Essene et Baasrode, ainsi que les liaisons entre les sous-stations de Saint-Gilles-Dendermonde, Baasrode et Malderen. Dans cette dernière, les lignes 70 kV sont démantelées et des câbles 150 kV sont installés. La ligne 70 kV entre Alost et Zottegem sera également remplacée par un câble 150 kV. Il s'agit d'une solution plus prospective, car le réseau 70 kV autour d'Alost, Ninove et Zottegem sera également transformé en réseau 150 kV à très long terme. Il permet également une évolution plus rapide vers 150 kV, si le besoin s'en fait sentir, par exemple en raison de l'arrivée de nouveaux utilisateurs importants du réseau.

À Saint-Gilles-Dendermonde, le plan initial prévoyait la construction d'une sous-station 150 kV avec un transformateur supplémentaire 150/15 kV 50 MVA lorsque la ligne aérienne 70 kV Baasrode - Saint-Gilles-Dendermonde et les installations 70 kV de Saint-Gilles-Dendermonde atteindraient leur fin de vie. En vue du remplacement de cette ligne aérienne par un câble 150 kV, la structure actuelle du réseau sera maintenue, et l'alimentation de réserve continuera d'être assurée par un transformateur 70/15 kV 50MVA. Cela permet de reporter de 10 ans l'investissement dans la sous-station 150 kV et d'accroître la sécurité d'approvisionnement des utilisateurs du réseau raccordé à Saint-Gilles-Dendermonde.

Dans la sous-station de Merchtem, on envisage toujours de remplacer le transformateur 90 MVA 150/70 kV par un transformateur 145 MVA et le transformateur 40 MVA 150/15 kV par un transformateur 50 MVA.

Les zones industrielles autour de Ternat et d'Alost connaissent une forte croissance de la consommation, notamment en raison de la construction de nouveaux centres de données. Afin de pouvoir continuer à garantir la sécurité du réseau en cas de nouvelles augmentations, la première étape du développement à long terme entre Bruegel et Alost est avancée de 2040 à 2030. Il s'agit de poser un câble 150 kV entre les sous-stations de Bruegel et d'Essene, qui alimentera un transformateur 150/15 kV 50MVA à Essene. De cette façon, des marges sont créées dans le réseau 70 kV.

5.9.6. PORT D'ANVERS RIVE GAUCHE : RACCORDEMENT DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET RENOUVELABLE

L'évolution du réseau 150 kV de la rive gauche est étroitement liée à celle de la rive droite. Pour cela, nous nous référons donc au §5.2.4 Renforcement du port d'Anvers.

Par ailleurs, l'installation d'un troisième transformateur 150/15 kV est suivie dans la sous-station 150 kV de Ketenisse, où l'exploitation flexible est déjà largement utilisée, notamment pour accueillir les nombreuses productions décentralisées dans la zone.

5.9.7. RÉGION AALTER

Le réseau 36 kV de la région d'Aalter est alimenté par deux transformateurs 150/36 kV de 65 MVA dans la sous-station Aalter Bekaertlaan. Les deux transformateurs arrivent à la fin de leur durée de vie, leur remplacement est donc prévu par des transformateurs de 125 MVA. Rétablir l'alimentation de réserve dans une zone voisine n'est effectivement pas une solution économiquement justifiable.

5.9.8. IMPACT DE LA CONSTRUCTION DU DEUXIÈME BASSIN À FLOT DANS LE PORT D'ANVERS

Pour cela, nous nous référons au §4.5.1.2 Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers.

Selon les informations les plus récentes, ce projet n'affecterait pas les liaisons 150 kV existantes.

5.9.9. REMPLACEMENT DES LIGNES 150 KV PAR UN CÂBLE À RUIEN ET CHIÈVRES

Voir §5.4.1.3 Remplacement de lignes 150 kV par des câbles entre Ruien et Chièvres.

5.9.10. PROJETS DE REMPLACEMENT

En outre, des projets de remplacement pur sont prévus dans une série de sous-stations : le remplacement des couplages longitudinaux et des équipements haute et basse tension de Doel 380 kV et le remplacement des équipements haute et basse tension des sous-stations 150 kV de Doel, Mercator (également 380 kV), Heimolen, Ninove, Saint-Gilles-Dendermonde, Lokeren, Ham (uniquement basse tension), Flora, Nieuwe Vaart (uniquement basse tension), Ringvaart (uniquement basse tension), Kennedylaan, Drongen, Alost (70 kV et 150 kV), Alost Nord (uniquement basse tension), Eeklo Nord, Eeklo Pokmoer, Sint-Pauwels (uniquement basse tension), Walgoed (uniquement basse tension), Ruien, Wortegem, Deinze, Audenarde, Zwijndrecht et Zele Industrie.

FIGURE 5.8 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DANS LE RÉSEAU DE LA PROVINCE DE FLANDRE ORIENTALE



5.10 Province du Brabant flamand

5.10.1. DÉVELOPPEMENTS LIÉS À LA RESTRUCTURATION DU RÉSEAU EN RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE

Dans le cadre des études à long terme pour le réseau de Bruxelles, un certain nombre d'investissements en périphérie de la région bruxelloise ont également été identifiés et planifiés.

- À terme, les sous-stations de Relegem et de Dilbeek seront complètement démantelées ;
- Afin de répondre à l'évolution de la consommation locale et de remplacer les équipements obsolètes, les injections moyenne tension d'Eizeringen et de Kobbegem seront entièrement alimentées par le réseau 150 kV ;
- À Rhode-Saint-Genèse, un deuxième transformateur 150/36 kV sera installé et permettra la sortie du réseau 36 kV voisin ;
- Les trois transformateurs 150/36 kV de la sous-station de Machelen seront également remplacés car ils arrivent en fin de vie.

5.10.2. RESTRUCTURATION DU RÉSEAU 70 KV DIEST - KERSBEEK - TIRLEMONT

Les longues liaisons 70 kV entre Tirlemont, Kersbeek et Diest arrivent en fin de vie. C'est également le cas pour les sous-stations 70 kV de Kersbeek et Diest. Dans cette zone, où une réduction du réseau 70 kV a déjà eu lieu et se poursuivra, une solution 150 kV est en cours de développement pour alimenter la sous-station de Kersbeek.

À cet effet, une liaison 150 kV sera réalisée entre Tirlemont, Kersbeek et Diest. Une sous-station 150 kV est également prévue à Kersbeek et Diest.

Cette solution offre également l'avantage d'utiliser davantage le transformateur 380/150 kV existant situé à proximité de Huy pour cette partie du Brabant flamand et au-delà.

En fonction de l'évolution du parc de production et de la charge, les liaisons entre les sous-stations de Pont Brûlé, Wilsele, Tirlemont et Avernas peuvent être surchargées. En tenant compte du projet ci-dessus, une nouvelle subdivision flexible du réseau 150 kV à Tirlemont est possible afin d'éliminer les surcharges. Cela nécessite de nouveaux investissements dans la sous-station de Wijgmaal et la mise en service d'une liaison existante entre Wijgmaal et Putte.

5.10.3. REMPLACEMENT DE LA LIGNE 150 KV ENTRE LES SOUS-STATIONS DE GOUY ET DE DROGENBOS

Voir §5.11.2 Remplacement de la liaison souterraine 150 kV entre les postes de Gouy et Drogenbos.

5.10.4. PROJETS DE REMPLACEMENT

La période 2024-2034 comprend également plusieurs projets de remplacement qui sont indépendants des changements structurels :

- Remplacement de la basse tension et d'un disjoncteur de la sous-station 150 kV de Grimbergen ;
- Remplacement de deux liaisons 150 kV entre les sous-stations de Bruegel et de Drogenbos ;
- Remplacement de la basse tension des sous-stations 150 kV et 380 kV, d'un transformateur 380/150 kV et de certains équipements haute tension 380 kV à Drogenbos ;
- Remplacement des équipements basse tension et de certains équipements haute tension dans la sous-station 380 kV de Pont Brûlé ;
- Remplacement de la sous-station 150 kV Pont Brûlé ;
- Remplacement de la haute tension et de la basse tension de la sous-station 150 kV de Wespelaar ;

Le remplacement des conducteurs et des équipements des lignes 150 kV entre Pont Brûlé et Bruegel et entre Lint et Pont Brûlé est actuellement à l'étude.

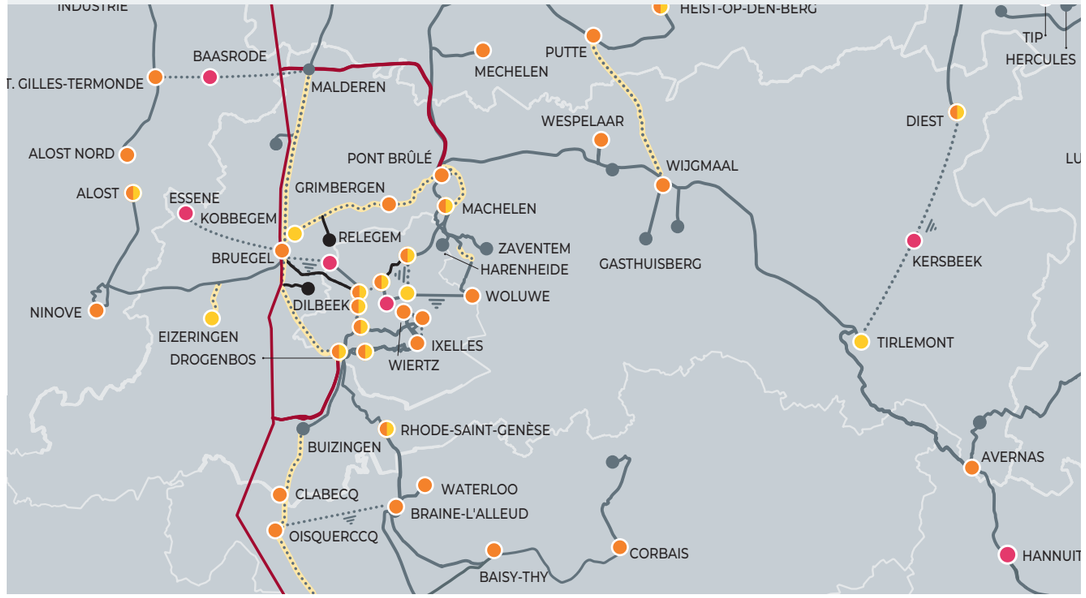
Le remplacement des câbles à huile fluide 150kV restants est également prévu, à savoir :

- Un sixième (2 km) de la liaison entre Machelen et Woluwe ;
- La partie de la liaison entre Pont Brûlé et Machelen située entre Pont Brûlé et Vilvoorde Havendoklaan ;
- Le câble entre Wilsele et Gasthuisberg, aujourd'hui exploité à 70 kV.

Dans la sous-station 380 kV de Bruegel, les équipements basse tension et un grand nombre d'équipements haute tension doivent être remplacés en raison de leur âge et de la mise à niveau des lignes 380 kV raccordées à la sous-station (voir §4.5.1.1 Renforcement du backbone interne Centre-Est). Par conséquent, la totalité de la sous-station 380 kV sera remplacée.

Sur la liaison 150 kV entre Bruegel et Pont Brûlé, un pylône doit être rehaussé. Sur le câble 150 kV entre Pont Brûlé et Zaventem, un court déplacement doit avoir lieu.

FIGURE 5.9 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DU BRABANT FLAMAND



5.11 Province du Brabant Wallon

5.11.1. RENFORCEMENT DE LA TRANSFORMATION VERS LA MOYENNE TENSION À WATERLOO

La capacité de transformation vers la moyenne tension du poste 36 kV de Waterloo est actuellement déjà fortement sollicitée et en cas de nouvel accroissement, elle ne sera plus en mesure de pourvoir à l'alimentation de la consommation sur ce poste.

Dans ce contexte, l'installation d'un second transformateur 150/11 kV dans ce poste est envisagée à très long terme. Ce nouveau transformateur serait alimenté par une liaison souterraine 150 kV à poser depuis le poste 150 kV de Braine-l'Alleud. Vu les délais d'obtention des permis et autorisations pour ce type d'infrastructure, une phase intermédiaire de renforcement, consistant en l'installation d'un transformateur 36/11 kV à Waterloo, a été mise en œuvre.

Sur base des perspectives actuelles effectives, la consommation n'augmente pas ou que très faiblement et elle ne constituera donc un point d'attention qu'à très long terme. Le besoin d'un renforcement complémentaire est réévalué annuellement. Pour le moment, ce projet est mis en suspend vu la stagnation de la charge.

5.11.2. REMPLACEMENT DE LA LIAISON SOUTERRAINE 150 KV ENTRE LES POSTES DE GOUY ET DROGENBOS

Pour une raison de vétusté, la liaison aérienne 150 kV entre les postes de Gouy et Drogenbos passant par les postes de Oisquercq, de Clabecq et de Buizingen est en cours de remplacement complet.

Cette liaison assure une fonction de transport de l'énergie électrique vers deux points importants de prélèvement (Oisquercq et Buizingen) et de transit important entre les deux transformateurs injecteurs 380/150 kV qui alimentent le Brabant wallon.

Le remplacement de cette liaison se déroule parallèlement à la rénovation des postes de Oisquercq, de Buizingen et de Clabecq, y compris la restructuration et la rénovation des transformateurs injecteurs vers la moyenne tension au poste de Buizingen.

Au regard du processus difficile d'obtention des permis nécessaires pour cette rénovation avec le refus de certain remplacement à l'identique, le réseau devra être structuré de la sorte :

- Portion entre les postes de Drogenbos et de Buizingen : reconstruction à l'identique, les deux circuits entrant alors dans le nouveau poste de Buizingen ;
- Une nouvelle liaison souterraine 150 kV sera posé entre les postes de Oisquercq et de Braine-l'Alleud. Le poste 150 kV de Braine-l'Alleud sera à cette occasion entièrement rénové. Un shunt reactor y sera de plus installé afin de compenser l'énergie réactive produite par les nouvelles liaisons câbles souterrains ;
- La liaison aérienne sera finalement démontée entre les postes de Buizingen, Oisquercq et Gouy.

Cette refonte importante demandera plusieurs années pour atteindre la structure de réseau ciblée.

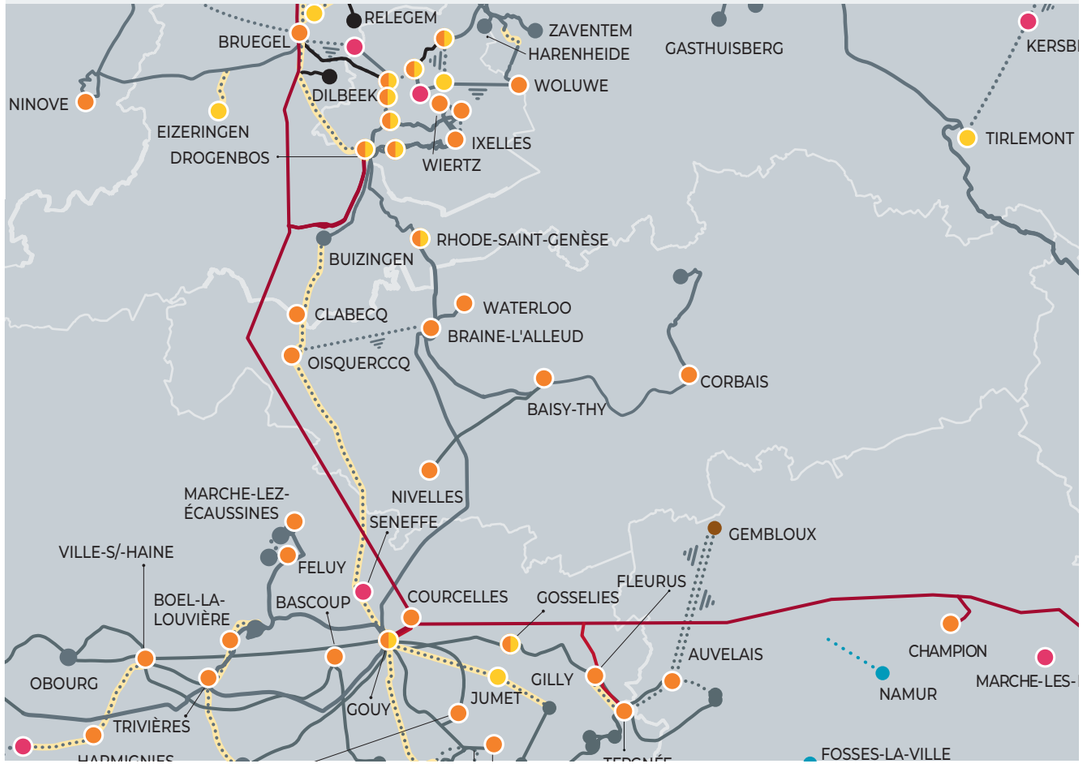
5.11.3. RESTRUCTURATION RÉGION OISQUERCQ - GOUY - SENEFFE - FELUY

Voir Hainaut 5.4.15.

5.11.4. PROJETS DE REMPLACEMENT

De façon complémentaire, des remplacements indépendants et des changements structurels sont prévus. Des travaux sont ainsi prévus à Corbais 150 kV et Nivelles 150 kV.

FIGURE 5.10 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DU BRABANT WALLON



5.12 Province de Flandre occidentale

5.12.1. PROJETS LIÉS AU BACKBONE INTERNE 380 KV - FLANDRE OCCIDENTALE

Cette région a été caractérisée par différents projets qui s'inscrivent dans le cadre du renforcement de le backbone 380 kV.

Dans le cadre de la déconnexion des réseaux 150 kV dans les provinces de Flandre orientale et occidentale, un certain nombre de travaux doivent être réalisés dans cette région (voir §5.1.1 Découplage des réseaux de transport 220 kV et 150 kV). Plus précisément, un élément de réseau limiteur de courant doit être prévu sur la liaison par câble entre Coxyde et Slijkens. Le choix d'un transformateur déphaseur a été confirmé lors d'une étude finale et sera mis en œuvre à court terme compte tenu de l'augmentation de la charge sur ce câble due, entre autres, à l'arrivée d'une production éolienne offshore supplémentaire et aux échanges plus importants sur l'axe 380 kV Mercator-Horta-Avelgem suite au passage à des conducteurs à haute performance. Le choix du transformateur déphaseur a également tenu compte des développements futurs dans la région, tels que l'arrivée de « Ventilus » et le potentiel de production décentralisée onshore supplémentaire. Le transformateur déphaseur s'ajoute à l'équipement Real Time Thermal Rating (RTTR) déjà installé. Cet ensemble permet une utilisation flexible et optimale de la liaison câblée existante entre Coxyde et Slijkens, en tenant compte de l'état réel du réseau, des productions et des charges.

Comme expliqué dans le plan de développement précédent, des travaux de réparation limités ont été effectués sur les lignes 150 kV entre Bruges et Slijkens. Cela a permis de prolonger suffisamment la durée de vie restante de ces liaisons pour qu'une solution de remplacement optimale puisse être prévue via le projet Ventilus. Cependant, la forme de mise en œuvre du projet Ventilus n'est pas encore connue (voir également §4.5.2.1 Ventilus). Par conséquent, plusieurs solutions sont encore possibles pour le remplacement des lignes 150 kV Bruges - Slijkens.

En outre, en raison de la fin de vie de la plupart des installations 70 kV à Beveren et à Pittem, les deux sous-stations seront transformées en véritables sous-stations 150 kV. En outre, un nouveau câble 150 kV sera posé entre Beveren et Pittem pour soutenir les deux sous-stations.

En raison de l'augmentation continue de la charge de la sous-station de Rumbeke, une augmentation de la capacité du transformateur est prévue. En plus des transformateurs existants, deux nouveaux transformateurs 150/15 kV 50 MVA seront installés. Ce renforcement va de pair avec des remplacements 1 pour 1 de l'infrastructure existante.



5.12.2. RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ DE TRANSFORMATION 150/36 KV À COXYDE ET ZEDELGEM

La capacité de transformation 150/36 kV à Zedelgem, qui alimente le réseau 36 kV dans la région de Zedelgem, est très sollicitée. Grâce au soutien des réseaux 36 kV voisins de Slijkens et de Bruges, des congestions peuvent être évitées avec le schéma de charge actuel. Renforcer ou créer ces soutiens n'est pas une piste indiquée. De plus, certains de ces supports arrivent en fin de vie dans les 10 à 15 ans. Une solution structurelle consiste donc à installer un transformateur 150/36 kV 125 MVA supplémentaire à Zedelgem. À cette fin, une sous-station 150 kV doit également être construite à Zedelgem. Une liaison 150 kV supplémentaire devra alors également être prévue à partir d'une sous-station 150 kV voisine, car Zedelgem n'est actuellement alimentée que par deux lignes aériennes à partir de la sous-station 150 kV de Bruges Waggelwater. Le point de départ de cette liaison 150 kV, ou une éventuelle synergie avec le projet Ventilus, en fonction du tracé final, est encore un point à étudier. Cet investissement est actuellement lié à l'arrivée en fin de vie de plusieurs câbles 36 kV, qui se manifestera à plus long terme. L'investissement peut être avancé si un changement majeur de la consommation se produit à plus court terme.

Il est également prévu d'installer un transformateur 150/36 kV de 125 MVA supplémentaire à Coxyde pour alimenter toute la sous-station de Lombardsijde à partir de Coxyde. Cet investissement évite de devoir renouveler un câble 36 kV de plus de 20 km entre Slijkens et Lombardsijde. Le renforcement de la capacité de transformation 150/36 kV 125 MVA à Coxyde crée également une capacité de raccordement supplémentaire pour les petits clusters de production décentralisée, comme l'éventuelle production éolienne le long de l'E40.

5.12.3. RÉGION DE COURTRAI

À l'origine, un réseau 70 kV a été mis en place dans la région pour le transport local. Par la suite, le réseau entre les grandes sous-stations a été étendu en 150 kV et le réseau 70 kV a été principalement affecté à un rôle de réserve.

Comme un certain nombre d'installations 70 kV arrivent en fin de vie, le réseau actuel 70 kV peut être optimisé/simplifié en transférant toute la charge sur le réseau 150 kV. Tant à Desselgem qu'à Oostrozebeke, la sous-station 70 kV a déjà évolué vers une structure simplifiée qui ne sert que d'alimentation de réserve. La charge sera entièrement alimentée par le réseau 150 kV. À Vive-Saint-Bavon, la sous-station 70 kV sera complètement abandonnée et le transformateur 150/70 kV, qui sera transféré à Ruien, servira à soutenir le réseau 70 kV.

L'utilisation réduite des installations 70/10 kV permettra de réduire le nombre de transformations 150/70 kV en fin de vie. C'est le cas à Izegem, où le transformateur 150/70 kV a été démantelé et non remplacé.

Les installations 150 kV qui arrivent en fin de vie doivent généralement être remplacées à l'identique. C'est le cas, par exemple, dans les sous-stations d'Izegem, de Vive-Saint-Bavon et pour la ligne Izegem - Ruien.

À moyen terme, plusieurs lignes 70 kV arriveront en fin de vie, ce qui signifie que l'alimentation en 70 kV des sous-stations d'Oostrozebeke et de Desselgem sera abandonnée au profit du réseau 150 kV. Une étude future montrera la meilleure solution technico-économique.

5.12.4. WESTHOEK

Le réseau de la région du Westhoek est confronté à un certain nombre de défis.

Un premier défi est l'insuffisance de la capacité de prélèvement vers les réseaux de distribution de Bas-Warneton et d'Ypres. À Bas-Warneton, la capacité de transformation existante ainsi que la capacité du réseau sous-jacent 70 kV ne peuvent pas encore couvrir suffisamment les besoins existants, tandis qu'à Ypres, la limite des installations est également presque atteinte.

Ensuite, il y a les problèmes de qualité de la tension ; le vaste réseau de distribution de Poperinge jusqu'à la frontière française était desservi à partir du point de couplage d'Ypres par des boucles de distribution pouvant atteindre 30 km de long, ce qui a entraîné des problèmes de tension. Bas-Warneton était alimenté par deux longues lignes 70 kV, qui ne pouvaient pas non plus garantir une tension suffisante avec l'augmentation du prélèvement.

Le dernier défi est la fin de vie des installations. De nombreuses installations 70 kV, comme à Noordschote, Bas-Warneton, Coxyde et Mouscron, ont atteint la fin de leur durée de vie et doivent être remplacées afin de pouvoir continuer à garantir la sécurité d'approvisionnement du réseau.

Cela se fera en réduisant autant que possible les installations existantes 70 kV dans cette région, de Coxyde à Mouscron, et en les remplaçant partiellement par une variante 150 kV. Il en résulte une simplification aboutissant à une structure unifiée 150 kV ou 70 kV qui offre une solution rationnelle aux défis de l'avenir.

La première phase de la restructuration, qui couvre les besoins les plus urgents, a déjà été réalisée par le passé. Dans une deuxième phase, la sous-station 70 kV de Bas-Warneton est en cours de démantèlement complet au profit d'une sous-station 150 kV, un nouveau câble 150 kV étant posé en direction de la sous-station de Wevelgem. Cette évolution permet le démantèlement complet du réseau parallèle 70 kV entre Noordschote et Mouscron. Les lignes 70 kV existantes provenant de Coxyde et d'Izegem-Westrozebeke sont réutilisées pour alimenter la sous-station de Noordschote.. La sous-station 70 kV de Noordschote sera entièrement rénovée. La sous-station de Coxyde 70 kV sera complètement démantelée au profit d'une variante 150 kV.

En outre, une étude future devra démontrer comment répondre à la demande de prélèvement croissante pour le réseau de distribution dans la région de Poperinge. D'après une première analyse, un deuxième transformateur 150/15 kV et un câble 150 kV à partir d'Ypres semblent être la meilleure solution technico-économique, mais le timing de réalisation de cet investissement n'est pas encore clair.

5.12.5. ZEEBRUGGE

La région de Zeebrugge est alimentée par trois transformateurs 150/36 kV installés dans la sous-station de Zeebrugge sur la Blondeellaan. De ce point part un vaste réseau 36 kV vers les points de couplage avec le réseau de distribution et directement vers les utilisateurs du réseau, principalement en direction de l'est. Une analyse récente en coopération avec diverses parties prenantes démontre la nécessité de développer une nouvelle injection 150/36 kV, dénommée New Zeebrugge, qui soit mieux positionnée par rapport aux grands centres de consommation existants et futurs dans la zone 36 kV. Le nouveau site sera alimenté par deux liaisons par câble 150 kV depuis la sous-station 150 kV de Zeebrugge.

Les raisons de la création du site de New Zeebrugge sont triples. Tout d'abord, plusieurs câbles 36 kV de la zone arriveront en fin de vie dans les 5 à 20 prochaines années. La création du nouveau site permet de répondre dans une large mesure à ce besoin de remplacement. Deuxièmement, le nouveau site permet également de répondre à la nécessité de déplacer un grand nombre de câbles 36 kV dans le cadre de la transformation de l'écluse Visart en écluse maritime. Enfin, le site de New Zeebrugge sera également un point bien situé pour le raccordement de nouveaux utilisateurs du réseau, tant à 36 kV qu'à 150 kV, ce qui évitera de devoir constamment installer de nouvelles longues liaisons câblées vers le site actuel de la Blondeellaan. En collaboration avec le gestionnaire du port maritime de Bruges, nous sommes actuellement à la recherche d'un site approprié à l'est de l'écluse Vandamme. L'obtention d'un terrain pour l'établissement du nouveau site est une condition nécessaire à la réalisation de ce développement.

L'injection existante 150/36 kV dans la sous-station de Zeebrugge sera conservée dans la vision à long terme. Deux des trois transformateurs 150/36 kV 65 MVA de Zeebrugge arriveront bientôt en fin de vie. L'objectif est de remplacer l'un d'eux par un nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA. Cela est dû au volume de la charge et de la production qui continue à être alimenté par la sous-station de Zeebrugge. Il existe également un potentiel considérable de charge et de production supplémentaires dans cette sous-station, notamment une production éolienne supplémentaire. Si la vision avec le nouveau site de New Zeebrugge ne peut être réalisée, l'autre transformateur 150/36 kV 65 MVA sera également remplacé par un nouveau transformateur 125 MVA.

5.12.6. SLIJKENS

Ostende et ses environs sont alimentés par le réseau 150 kV via deux transformateurs 150/36 kV 125 MVA installés dans la sous-station de Slijkens. Il n'existe aucune incitation à modifier la structure actuelle du réseau. Afin de maintenir les transformateurs 150/36 kV de Slijkens en service pendant longtemps encore, d'importants travaux de réparation sont nécessaires. Ce sont également d'importantes sources de bruit, et la liaison 36 kV doit être renouvelée car la sous-station 36 kV est également renouvelée. Pour cette raison, il est prévu de remplacer les transformateurs 150/36 kV de Slijkens par de nouveaux transformateurs de 125 MVA.

5.12.7. ÉVOLUTION DU RÉSEAU 150 KV DANS LA RÉGION CÔTIÈRE

Le réseau 150 kV de la région côtière est principalement caractérisé par un manque de capacité d'accueil pour l'injection qui peut provenir à la fois d'unités de production (renouvelable) et de systèmes de stockage par batterie. Toutes les demandes de raccordement dans cette région avec une composante d'injection sont soumises à un accès flexible. Une capacité d'accueil supplémentaire sera créée grâce au projet Ventilus. Ce renforcement de le backbone 380 kV permet en effet d'évacuer davantage de puissance du réseau 150 kV vers le backbone. Cela n'est actuellement pas possible via la liaison 380 kV de Stevin, car la capacité de cette liaison est entièrement utilisée. La capacité d'accueil supplémentaire sera initialement disponible via les transformateurs 380/150 kV de Zeebrugge. Un renforcement supplémentaire via un transformateur 380/150 kV supplémentaire à un autre endroit peut être déterminé dès que le trajet du corridor Ventilus aura été établi.

5.12.8. PROJETS DE REMPLACEMENT

Dans les sous-stations 150 kV de Slijkens, Brugge Waggelwater, Zeebrugge, Zedelgem, Tielt, Menin-Ouest, Kuurne, Beerst, Harelbeke, Westrozebeke, Heule et Ypres-Nord, des projets de remplacement 1 pour 1 sont prévus.

Les liaisons Ruien-Deinze et Mouscron-Wevelgem verront leurs câbles remplacés et la liaison Ruien-Thieulain sera entièrement rénovée.



FIGURE 5.11 : CARTE RÉCAPITULATIVE DES INVESTISSEMENTS DE RÉSEAU DE LA PROVINCE DE FLANDRE-OCCIDENTALE





6 Projets

pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau



6.1 Sécurité : protection des sous-stations et des sites

6.2 Black-out mitigation

6.3 Green substations

6.4 Les besoins de développement du réseau Datacom

6.1 Sécurité : protection des sous-stations et des sites

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBA-TION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Sécurité	Protection des postes et des sites	1201	Oui	Planifié	2018-2025	En exécution

Le projet concerne des investissements pour l'horizon 2024-2034 dans des mesures de sécurité afin d'optimiser le niveau de protection d'infrastructures spécifiques (critiques) ainsi que du réseau IT d'Elia. Ceci, entre autres, dans le cadre du suivi de la directive EPCIP [EUC-23], qui a été traduite en « Loi sur les infrastructures critiques » le 1er juillet 2011. Afin de pouvoir prendre des mesures de sécurité uniformes, une politique de protection a été élaborée qui prévoit une subdivision - par catégorie - des différentes infrastructures d'Elia. Chaque type de catégorie se voit attribuer un niveau de protection approprié en fonction de son importance pour le réseau haute tension belge. En outre, un processus de screening des personnes entrant dans certaines zones critiques a été prévu. Ces investissements sont destinés à donner à Elia la possibilité de répondre aux (nouvelles) menaces potentielles qui peuvent survenir en raison de l'évolution du contexte géopolitique et social. Il s'agit à la fois de prévention - c'est-à-dire limiter l'occurrence des incidents - et de réaction - c'est-à-dire limiter au strict minimum les dommages causés par un incident.



6.2 Black-out mitigation

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBA-TION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Black-out mitigation	Installation de générateurs diesel dans environ 400 postes	1202	Oui	Planifié	2018-2028	En exécution

Ce projet figurait déjà dans le Plan de Développement précédemment approuvé. Il n'est repris qu'à titre d'information, afin de donner une image claire de l'état de développement du réseau de transport.

Sur base du règlement européen concernant l'état d'urgence et la reconstitution du réseau, Elia a mis en place le projet Black-out Mitigation (BoM)[1]. Le projet Black-Out Mitigation (atténuation du risque de blackout) concerne le renforcement des services auxiliaires dans certains postes à haute tension grâce à la mise à niveau des batteries existantes ainsi qu'à l'équipement de plus de 400 postes à haute tension identifiés comme prioritaires avec, d'une part, des générateurs diesel et, d'autre part, des batteries avec une autonomie de plus de 24 heures. Le déploiement des générateurs diesel est prévu pour la période 2018-2028. Assurer la continuité du réseau Datacom pendant plus de 24 heures figure dans les objectifs. Il est à noter qu'au niveau national, les plans sont approuvés par la Ministre de l'Energie.



1 Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

6.3 Green substations

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Green substations	Améliorer l'efficacité énergétique de +/- 1200 bâtiments dans les sous-stations	1203	Non	Pour approbation	2024-2034	En exécution

L'énergie utilisée dans les sous-stations est entièrement électrique et, dans la plupart des cas, elle provient directement du réseau Elia via un transformateur de service auxiliaire. On distingue deux grandes catégories de consommateurs : d'une part, l'ensemble des installations techniques chargées de faire fonctionner la sous-station et, d'autre part, les bâtiments avec leur chauffage et leur éclairage. La marge d'intervention sur la consommation de l'installation technique étant minime ou inexistante, l'accent de notre stratégie est également mis sur l'efficacité énergétique des bâtiments sur les plus de 400 sous-stations Elia.

L'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments existants et futurs sera réalisée, entre autres, par les actions suivantes :

- Rénovation des toitures : isolation supplémentaire lors de la rénovation des couvertures de toit en fin de vie.
- Remplacement des bâtiments les plus anciens : lors de la rénovation et de l'extension des sous-stations, la priorité est accordée aux nouvelles constructions plutôt qu'à la rénovation des bâtiments plus anciens.
- Commande centralisée du chauffage et de la ventilation des bâtiments existants et futurs, permettant de réduire au minimum le nombre d'heures de fonctionnement (chauffage).
- Des pompes à chaleur pour le chauffage et le refroidissement seront installées dans les nouvelles constructions ; outre les gains d'efficacité, cela permet d'anticiper les risques de surchauffe. Dans les bâtiments existants, en fonction du cycle de vie et des éventuels besoins de refroidissement, les formes de chauffage plus anciennes et moins efficaces seront aussi progressivement remplacées par des pompes à chaleur.
- Production interne d'énergie renouvelable : nos nouveaux bâtiments et certaines sous-stations existantes seront équipés de panneaux solaires afin de compenser au moins la consommation permanente de nos installations techniques par une production interne.

En outre, la sensibilisation de nos travailleurs est un levier important. L'efficacité énergétique dépend aussi des actions quotidiennes de nos équipes et des personnes sur le terrain.



6.4 Les besoins de développement du réseau Datacom

6.4.1. INTRODUCTION

QU'EST-CE QUE C'EST ?

La data communication, i.e. communication des données, joue un rôle de plus en plus essentiel dans le bon fonctionnement des entreprises. Les technologies de l'information et de la communication sont utilisées à tous les niveaux – à la fois pour répondre aux besoins administratifs, commerciaux et spécifiques liés aux activités principales. Afin de satisfaire ces besoins spécifiques, Elia, en tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, se doit d'opérer un réseau de communication infaillible.

La data communication est un concept essentiel dans la création de réseaux informatiques. Auparavant, les données devaient être physiquement transférées d'un appareil à un autre. Grâce aux réseaux numériques, non seulement la tâche est plus simple, mais elle se fait également de manière bien plus rapide. Au vu de nombreuses innovations technologiques dans le domaine, les personnes peuvent communiquer et partager de l'information de manière virtuelle et instantanée à travers le globe. De plus, comme expérimenté à la suite de la pandémie du COVID-19, l'éducation et le travail peut se réaliser à distance – quelle que soit la position des individus.

Le besoin crucial de garantir une interconnexion continue du réseau Datacom pour Elia n'est plus à démontrer. Sa fiabilité et sa performance doivent satisfaire un degré d'exigence très élevé afin d'éviter quelconque interruption de connexion. Dans les faits, le réseau Datacom WAN – Wide Area Network – d'Elia s'étend sur toute la Belgique et permet de connecter les sous-stations, les sites administratifs, les Control Centers et les Data Centers. Un Data Center est un lieu regroupant les équipements constitutifs d'un système d'information tels que des serveurs et des ordinateurs centraux.

Le Data Server sert également comme interface avec le Control Center (or « Dispatching ») du réseau électrique. Au moyen d'un ensemble d'outils, également appelé EMS (Energy Management System), des données de mesure sont collectées sur le terrain et sont mis à disposition des utilisateurs sous forme de graphiques ou d'outils de surveillance, dans le Control Center, afin d'assurer une meilleure gestion des ressources énergétiques. Dans l'autre directions, des signaux de commande peuvent être envoyer d'EMS vers les équipements sur le terrain.

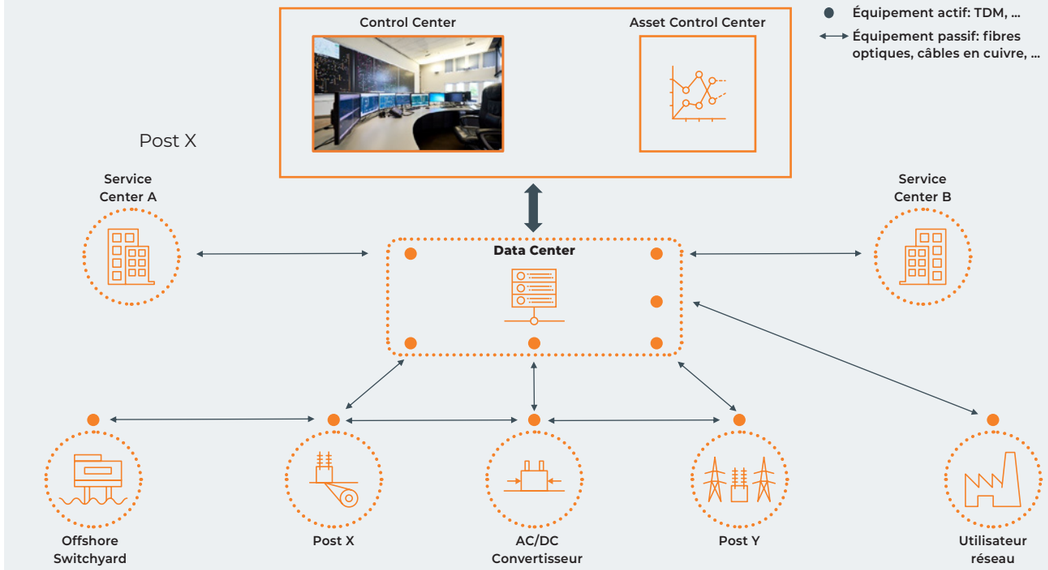
Le WAN est un réseau de télécommunications, composé d'équipements de transmission actifs (alimentés), interconnectés par des câbles passifs (non-alimentés) en cuivre et en fibre optique. L'équipement actif est constitué de technologies de transmission de différentes générations telles que le *Time Division Multiplexing* (TDM), qui est une ancienne technologie, et le *Packet Switch Network* (IP) qui est une technologie de pointe.

Le *Time Division Multiplexing*, i.e. le multiplexage temporel, est un procédé de communication qui permet la transmission de signaux numériques en continu sur un canal commun. En résumé, les signaux sont transmis à travers un canal commun et se distinguent les uns des autres grâce à leur répartition dans le temps – c'est-à-dire en occupant différents créneaux horaires.

Le *Packet Switch Network*, i.e. le réseau de commutation de paquets, est un procédé de transmission qui regroupe les données en blocs appelés paquets avant de les envoyer. Les technologies de commutation par paquets sont à la base de la plupart des protocoles modernes de WAN – notamment le TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol)[2].

2 Le TCP/IP est un standard de communication qui détermine et fixe les règles essentielles à l'émission et à la réception de données sur un réseau. En d'autres termes, l'association de ces deux protocoles TCP & IP assure la fiabilité dans le transfert des données.

FIGURE 6.1: LE RÉSEAU WIDE AREA NETWORK (WAN) D'ELIA



Au vu de son évolution historique et son développement, le réseau Datacom d'Elia joue un rôle fondamental dans la gestion actuelle et future du réseau. Ce dernier occupe une place centrale et constitue un atout d'envergure dans le bon fonctionnement du cœur de métier chez Elia. En termes de services et applications, le réseau Datacom permet actuellement :

- **La supervision et gestion :** pour surveiller et gérer le réseau en temps réels
  - Tension / courant / signalisation de la RTU – Remote Terminal Unit – de la sous-station vers le logiciel EMS
  - Commande à distance[3] dans la sous-station à travers l'utilisation du logiciel EMS
  - Appel provenant de la sous-station vers le dispatching
- **La sécurité d'approvisionnement :** pour protéger le réseau électrique
  - Le WAN est utilisé à travers les informations de sécurité depuis et vers l'équipement de protection entre différents sous-stations afin de détecter et localiser les défaillances sur les lignes à haute tension.
- **La facturation :** pour le comptage de tous les compteurs électriques du réseau d'Elia
  - Mesure des compteurs des sous-stations via le Data Center
- **La sécurité :** pour assurer la sécurité physique
  - Surveillance camera dans les sous-stations et pour la supervision
- **L'efficacité :** pour pouvoir travailler dans les sous-stations comme dans tout autre site administratif
  - Intranet et internet
  - Maintenance de l'équipement

Face au progrès technologique exponentiel, inéluctablement, le réseau Datacom devra évoluer et s'adapter de sorte à répondre aux plus hautes exigences requises par ces nouveaux services et applications. La généralisation de la vidéo surveillance à très haute définition (ultra HD ou 4K), la digitalisation des sous-stations, le roll-out du CCMD (Consumer Centric Market Design) ainsi que l'évolution des réseaux des transports et de distribution électrique utilisant des technologies Smart Grid sont des exemples notables.

3 Il s'agit du fait qu'il permet de commander à distance les équipements du poste : commutation des disjoncteurs ou des séparateurs, changement des prises des transformateurs et ainsi de suite.

6.4.2. LES ÉLÉMENTS CONSTITUTIFS DU RÉSEAU DATACOM

Le réseau Datacom se compose, de manière générale, d'équipements actifs et passifs. L'équipement passif désigne l'infrastructure à travers laquelle les signaux d'information se propagent et ne dispose donc pas de source d'énergie. Les équipements actifs quant à eux envoient et reçoivent les informations, et ont, au contraire, une source d'énergie active.

L'équipement passif, composé de câbles en cuivre et en fibre optique, est un élément central de la Data Communication. L'infrastructure a longtemps été basée sur des câbles en cuivre qui ont une capacité de transmission limitée. Actuellement, la transition vers des câbles fibre optique est en cours. Le tableau comparatif suivant permet de distinguer les différences entre ces deux derniers types :

EQUIPEMENT PASSIF

FIGURE 6.2 : DIFFÉRENCES ENTRE CÂBLE EN CUIVRE ET CÂBLE EN FIBRE OPTIQUE[4]

Cuivre	Fibre optique
	
Technologie obsolète	Technologie de pointe
Courte distance de transmission : max. 10-15 km	Longues distances de transmission : 100 km
Bande passante limitée sur plus longue distance	Bande passante illimitée sur longue distance
Infrastructure vieillissante & dégradation de qualité à travers réparations	Problèmes de dégradation de qualité dans les fils de terre des lignes aériennes OPGW (*optical groundwire*) ont été détectés
Installation dans tranchées avec ou sans câbles électriques et dans les fils de terre des lignes aériennes	Installé dans des tranchées avec ou sans câbles électriques et dans les fils de terre des lignes aériennes

ÉQUIPEMENT ACTIF

L'équipement actif comporte des technologies de transmissions de différentes générations. Jusqu'à présent, le Time Division Multiplexing (TDM) était la technologie dominante. De nouveaux projets ont initié une transition vers la nouvelle technologie Packet Switch Network (IP) qui représente une technologie de pointe.

Le TDM est un descendant de la communication téléphonique. C'est une ancienne technologie déterministe avec des latences fixes et constantes et qui est progressivement éliminée au profit de nouvelles technologies. Dans le TDM, les flux d'information connaissent une séparation et une isolation strictes dans un système fermé. Des chemins préconfigurés via le système de gestion empêchent tout accès non désiré d'un poste à l'autre. Il n'y a aucune mesure de sécurité spécifique qui est mise en œuvre – les flux sont séparés les uns des autres, rendant la technologie inattractive pour les hackers. De 1990 jusque 2008, le TDM a été la seule technologie de transmission WAN utilisée pour le support des flux d'informations d'Elia. L'utilisation diminue mais ne peut pas être supprimée instantanément – la technologie restera utilisée pendant longtemps pour la communication des équipements de protection électrique grâce à son comportement déterministe.

Le IP (Internet Protocol) est utilisé par les grands fournisseurs de télécommunications. C'est une technologie de pointe moins déterministe avec des latences variables en fonction de la charge du réseau. Les routeurs échangent des informations sur la configuration du réseau via le protocole de routage – chaque routeur a une vue d'ensemble de la topologie du réseau. C'est une technologie très répandue et très prisée par les hackers. C'est pourquoi, il est nécessaire de mettre en œuvre de mesures de cybersécurité dernier cri. Le déploiement d'un réseau IP/MPLS [5] a commencé en 2013.

4 Un câble de terre optique (OPGW, i.e. Optical Ground Wire) est le conducteur le plus élevé d'une ligne aérienne. Ce câble ne transporte pas d'électricité mais assure le blindage des conducteurs ordinaires contre la foudre. Des fibres optiques pour la communication de données peuvent être intégrées dans ces câbles. Cependant, le blindage contre la foudre n'est pas la seule tâche des OPGW. En cas de défauts tels que la rupture d'une ligne ou la défaillance d'un isolant, l'OPGW assure également une faible résistance de défaut et un bon courant de défaut. Cela permet, notamment, un fonctionnement correct et fiable des équipements de protection.

5 Le Multiprotocol Label Switching (MPLS), ou le Système de commutation multiprotocole avec étiquetage des flux en français, est une technologie de transmission de données qui permet l'augmentation de la vitesse et le contrôle du flux du trafic sur le réseau. En d'autres termes, grâce à un système MPLS, les données se dirigent à travers un chemin via une étiquette attribuée à chacun des paquets de données.

6.4.3. LE RÉSEAU FIBRE OPTIQUE D'ELIA EN BELGIQUE

De nombreuses évolutions rapides en cours ont une influence significative sur les besoins de développement du réseau Datacom d'Elia. L'objectif est de garantir, aujourd'hui et à l'avenir, un réseau de communication de pointe qui supporte les flux d'information et les applications et donc permettant de gérer le réseau de manière optimale.

Premièrement, le marché en lui-même évolue vers de nouvelles technologies. Les anciennes technologies sont progressivement abandonnées par les fabricants, ce qui signifie qu'il devient plus possible d'acquérir de nouveaux équipements mais également qu'il n'y a plus d'aide à la réparation des pannes. Cela concerne principalement la téléphonie analogique, le TDM (Time Division Multiplexing) voire des câbles en cuivre qui voient leur facilité d'emploi disparaître – le coût d'installation de fibres optiques est équivalent.

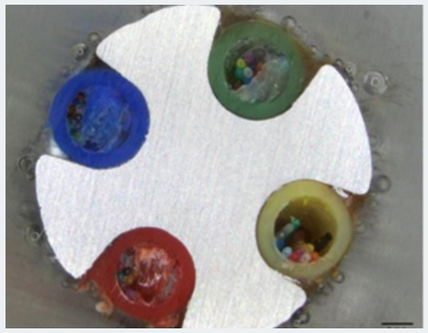
Deuxièmement, la quantité de données à transmettre sur le futur réseau de communication devrait augmenter considérablement la largeur de bande nécessaire. Plusieurs raisons peuvent expliquer cette augmentation prévue :

- La numérisation des sous-stations ;
- L'évolution de la philosophie et de la technologie de protection qui entraîne une augmentation des besoins en communication. Les protections numériques modernes permettent, par exemple, un accès et une surveillance à distance des relais, ou des tests de mise en service à distance ;
- Les nouveaux équipements de communication pour la protection électrique nécessitent également une plus grande largeur de bande passante (passage de 64 kb/s à 1 Mb/s en général)
- Intégration de la technologie HVDC dans le système haute tension ;
- La mise en œuvre de nouveaux concepts de marché tels que le *Consumer Centric Market Design* (conception du marché centré sur le consommateur), qui nécessite une augmentation de la quantité de données communiquées ;
- Collecte de big data en temps réel en relation avec les paramètres du réseau de transmission permettant d'améliorer la gestion opérationnelle § 2.3 La technologie dans la transition énergétique
- Remplacement de la téléphonie analogique par la téléphonie numérique ;
- Vidéosurveillance des sous-stations contre les attaques malveillantes ou les vols ;
- Mise à disposition d'Intranet et d'Internet pour les employés d'Elia afin de faciliter le travail à distance et d'augmenter l'efficacité ;

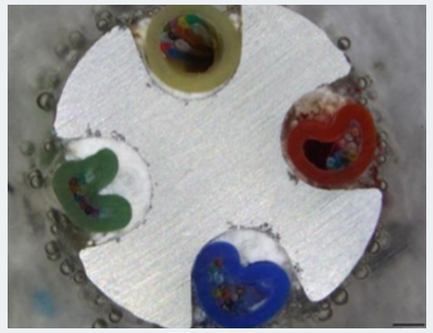
La capacité de bande passante minimum se situe dans l'intervalle de 5 Mb/s à 10 Mb/s, ce qui n'est pas faisable avec de câbles de communication classique en cuivre. De telles largeurs de bande passante ne peuvent être atteintes que par l'application de la technologie de fibre optique. En général, les câbles en cuivre de bonne qualité permettent d'atteindre 2 Mb/s sur une distance de 10km. Auparavant, une couverture en fibre optique n'était pas nécessaire pour toutes les sous-stations mais sera dans les faits nécessaire à l'avenir. Dans ce contexte, Elia a lancé le projet Fiber Everywhere. L'objectif d'Elia est d'équiper tous les sites avec la fibre optique au plus tard en 2030 afin d'assurer que les flux d'informations puissent se réaliser dans les conditions idéales.

De plus, le réseau Datacom est également sujet au vieillissement des actifs. Le cuivre nécessite souvent des réparations. Dû au mauvais état des câbles et la réduction d'isolation, l'énergie se perd, le réseau est perturbé et la communication n'est plus fiable. La Figure 6.3 montre un exemple de corrosion récemment diagnostiquée dans des fils de terre optiques (OPGW). On peut observer que les fibres optiques sont comprimées par des produits de corrosion du conducteur, ce qui nuit à la transmission des signaux. L'ampleur du problème est encore à l'étude, mais les besoins de remplacement sont prévus à l'horizon du Plan de Développement Fédéral.

FIGURE 6.3 : USURE DE CÂBLES OPGW



Section d'un conducteur OPGW, sans corrosion



Coupe transversale du jonc d'aluminium, beaucoup de résidus de corrosion viennent déformer les assemblages.

Enfin, l'infrastructure électrique étant largement reconnue comme une infrastructure critique, Elia doit s'assurer qu'en cas d'urgence, comme les pannes d'électricité, il est toujours possible de conserver les moyens de communication nécessaires afin de permettre une reconstruction rapide du système électrique. La seule option qui permette une communication fiable et robuste dans de telles circonstances est un réseau satellitaire. En 2022, Elia a démarré un programme satellitaire afin d'atteindre une implémentation et un roll-out pour 2030.



6.4.4. APERÇU DE PROJET

Les besoins susmentionnés donnent lieu aux projets d'investissements suivants :

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Remplacement OPGW	Remplacement des OPGW obsolètes	1204	Non	Pour approbation	TBD	En étude

FIBER EVERYWHERE - DÉPLOIEMENT DE NOUVELLES FIBRES OPTIQUES

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Fiber Everywhere	Expansion et renforcement du réseau de fibres optiques	1205	Oui	Planifié	2024-2034	En exécution

Tel que décrit précédemment, le déploiement de nouvelles fibres optiques est un enjeu de taille pour Elia. En plus du remplacement des câbles en cuivre existants, l'installation de la fibre optique est également systématique dans les nouveaux projets. Les nouvelles lignes ne sont plus développées sur base de câbles standards mais avec de l'OPGW. Le programme d'investissement Fiber Everywhere a pour but d'atteindre des objectifs majeurs. Entre autres, pour assurer la bonne continuité et fiabilité de service du réseau Datacom. De plus, étendre l'infrastructure du réseau Datacom sur les nouvelles technologies améliorant la vitesse et le contrôle du flux sur le réseau. L'évolution du réseau Datacom se développe à travers le temps grâce à l'identification de nouveaux besoins au fur et à mesure. Dans le cadre de ses efforts pour renforcer le réseau Datacom, Elia prévoit d'installer 75 km de nouvelle fibre optique par an

Outre les sous-stations Elia, la transition vers la fibre optique passe également par les clients d'Elia. A partir de 2022 et ce sur un horizon de 15 ans à titre indicatif, environ 235 sites clients sont à connecter via la fibre optique. Cependant, ces projets doivent être alignés avec les plans de renouvellement des infrastructures des clients. Par conséquent, il est difficile de structurer les besoins en termes de remplacement d'infrastructure. Pour l'horizon concerné, Elia prévoit une enveloppe avec un certain kilométrage par année.

ACHAT DU RÉSEAU ENGIE

Afin de garantir la stabilité du backbone interne, en 2021, Elia est devenu copropriétaire du réseau ENGIE. L'objectif est de cet investissement est de continuer à assurer le bon fonctionnement du réseau. En effet, historiquement, le réseau ENGIE constitue, en grande partie, le backbone interne en Belgique en termes de réseau Datacom.

UPGRADE TIME DIVISION MULTIPLEXING (TDM)

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Upgrade TDM	Modernisation de la technologie de communication TDM	1206	Non	Planifié	2019-2025	En exécution

Comme susmentionné, le TDM est une technologie qui voit son utilisation diminuer. Dans le but de garantir le bon fonctionnement des protections électriques utilisant ce type de technologie de communication, Elia a lancé un programme de remplacement. Ce programme vise à moderniser la technologie de communication de 2019 jusque 2025.

PRIVATE SATELLITE COMMUNICATIONS SYSTEM AND SERVICES (PSCSS)

PROJET	DESCRIPTION	ID PDF	MENTIONNÉ DANS PDF 2020 ?	TYPE D'APPROBATION	RÉALISATION PRÉVUE	STATUT DU PROJET
Private Satellite Communications System and Services	Expansion du réseau privé de satellites	1207	Oui	Planifié	N/A	En exécution

En vue d'améliorer la résilience de son infrastructure Datacom, Elia a lancé un appel d'offre pour l'acquisition d'un Private Satellite Communications System and Services (PSCSS), ou Système de Communication Privée par Satellite ainsi que les Services associés (SCPSS) en français. C'est un projet sur une durée de 15 ans avec l'objectif d'équiper un site de type 'HUB central' et plus de 500 sites de type 'fixe' et 'transportable' avec des terminaux VSAT[6]. En d'autres mots, le VSAT serait constitué de trois parties – le hub qui est l'élément central du réseau, les satellites et les stations terrestres équipées avec le rôle de récepteur et transmetteur. Le PSCSS vise à consolider tous les travaux antérieurs réalisés par Elia depuis 2012 dans le cadre du programme BoM (voir §6.2 Black-out mitigation). Entre autres, le PSCSS a pour but d'assurer la meilleure disponibilité et qualité de service possible pour les sous-systèmes de communication et de téléphonie d'Elia.

6.4.5. CYBERSÉCURITÉ

Chez Elia, afin d'assurer le maintien de la confidentialité, de l'intégrité et de la disponibilité des données critiques, il est important d'accorder de l'importance au développement de la robustesse, de la sécurité et de la protection des systèmes informatiques et de réseau. Les best practices et informations sont échangées tant au niveau national (Synergrid) qu'au niveau européen (ENTSO-E). Elia évalue en permanence le paysage des menaces et les évolutions afin de pouvoir mettre en œuvre les bonnes mesures de contrôle des risques.

Dans le cadre de l'approche de la cybersécurité, trois piliers sont mis en place.

- **Politiques & concepts de sécurité IT**
  Cela comprend la mise en place de concepts de sécurité ICT validés par des experts externes.
- **Le facteur humain**
  Conscientiser les employés par rapport aux risques de cybersécurité dans leur domaine.
- **La réponse à l'incident**
  Les préparations de l'organisation – moyens & procédures – dans différents scénarios & la capacité de réponse rapide.

Des initiatives supplémentaires ont également lieu. Parmi les mesures prises dans ce domaine, voici quelques exemples :

Scan externe mensuel du périmètre externe d'Elia (adresses IP publiques d'Elia) pour évaluer les vulnérabilités potentielles des applications internet en termes de risques éventuels de cybersécurité. Aucune cyberattaque contre Elia n'a été enregistrée au cours de l'année de référence.

Lancement du programme *Information Security Management System* (ISMS, i.e. de système de gestion de la sécurité de l'information) dans le cadre de la bonne gouvernance et pour répondre aux exigences réglementaires (directive NIS, ENTSO-E) : conception, création et mise en œuvre d'un système de gestion de la sécurité de l'information (SGSI) conforme à la norme ISO 27001. Le SGSI est un cadre de politiques et de contrôles visant à gérer la sécurité et les risques de sécurité de manière systématique et dans toute l'organisation. Elia vise à obtenir la certification ISO 27001 d'ici 2023. Le programme ISMS est aligné sur les exigences et mesures relatives à la protection des infrastructures critiques (EPCIP) et au filtrage des employés.

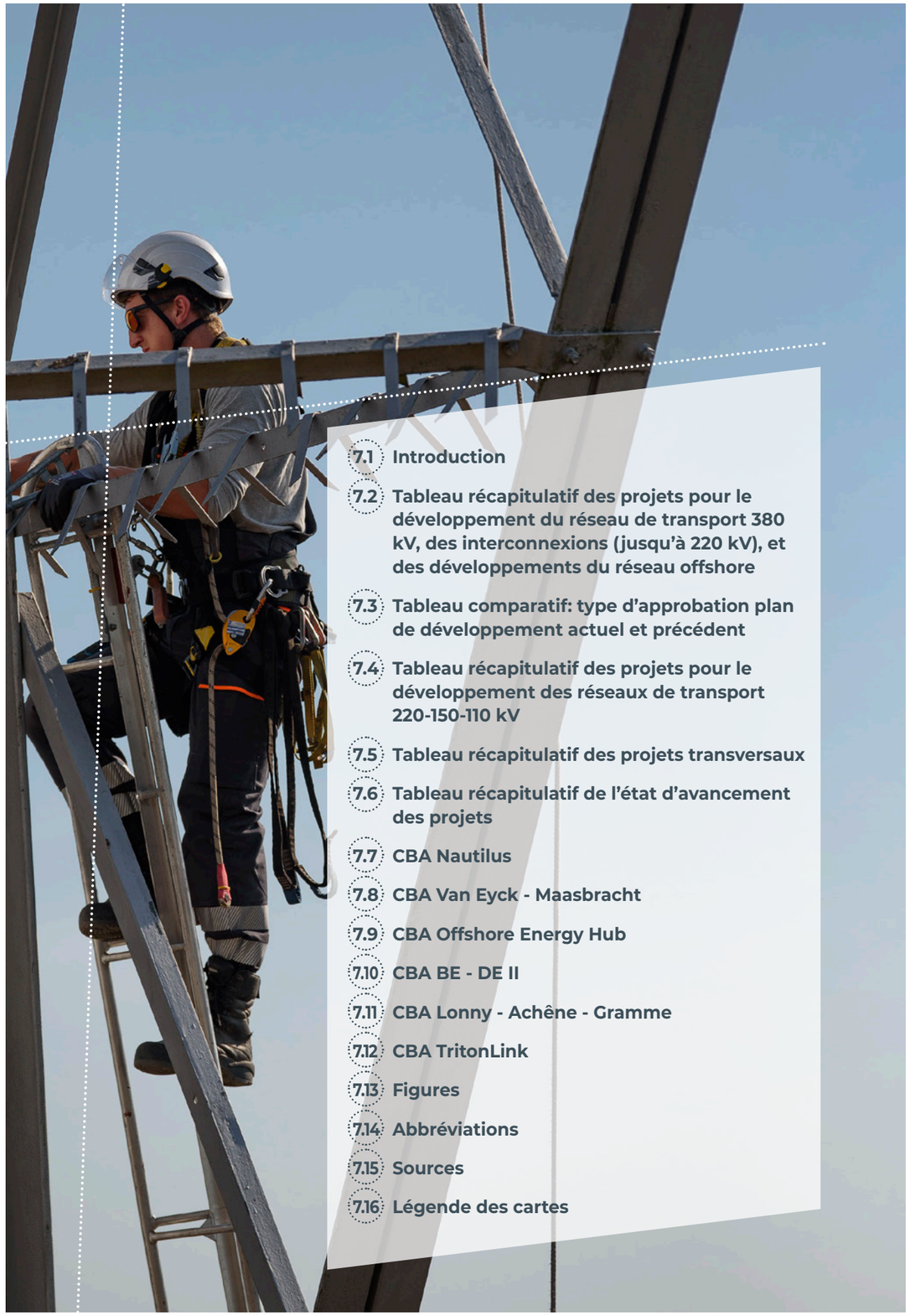
Nomination d'un délégué à la protection des données (DPO) pour garantir qu'Elia traite les données personnelles des personnes concernées (son personnel, ses clients, ses fournisseurs ou d'autres personnes) conformément au règlement général sur la protection des données (RGPD) de l'Union européenne.

6 Le *Very Small Aperture Terminal* (VSAT) ou Terminal à très petite ouverture en français, fait référence à une station terrestre bidirectionnelle qui transmet et reçoit des données de satellites.

7

Annexe





7.1 Introduction
7.2 Tableau récapitulatif des projets pour le développement du réseau de transport 380 kV, des interconnexions (jusqu'à 220 kV), et des développements du réseau offshore
7.3 Tableau comparatif: type d'approbation plan de développement actuel et précédent
7.4 Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux de transport 220-150-110 kV
7.5 Tableau récapitulatif des projets transversaux
7.6 Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets
7.7 CBA Nautilus
7.8 CBA Van Eyck - Maasbracht
7.9 CBA Offshore Energy Hub
7.10 CBA BE - DE II
7.11 CBA Lonny - Achêne - Gramme
7.12 CBA TritonLink
7.13 Figures
7.14 Abbréviations
7.15 Sources
7.16 Légende des cartes

7.1 Introduction

Les tableaux suivants donnent un aperçu exhaustif de tous les projets repris dans le présent Plan de Développement fédéral.

Le premier tableau donne un aperçu de tous les projets liés au développement du réseau de transport 380 kV (Chapitre 4), aux interconnexions (jusqu'à 220 kV) et aux développements du réseau offshore. Ces projets sont énumérés dans l'ordre dans lequel ils apparaissent au chapitre 4. Pour chaque projet, le n° d'identification de ce Plan de Développement, le n° d'identification du TYNDP 2022, la localisation, une description sommaire des travaux, le type d'approbation, le statut du projet, la mise en service prévue et les motivations sont présentés. Le statut d'un projet doit être interprété de manière chronologique comme le montre la figure ci-dessous.

Le deuxième tableau présente pour les projets repris au premier tableau la comparaison entre le type d'approbation dans ce Plan de Développement et le type d'approbation résultant du Plan de Développement précédent.

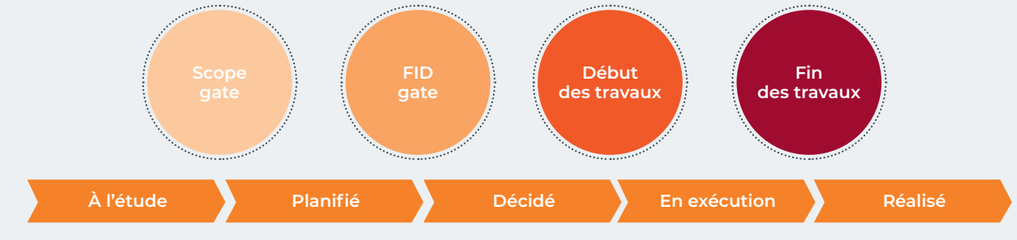
Le troisième tableau donne un aperçu de tous les projets liés au développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV. Les projets sont regroupés par province, puis dans l'ordre des paragraphes du chapitre 5. La numérotation commence à partir de la centaine suivante. Lorsqu'il s'agit d'une liaison, la province est déterminée par la situation géographique du premier poste cité dans la description. Pour chaque projet, la province, le n° d'identification de ce Plan de Développement, la localisation, une description sommaire, le type d'approbation, le statut, la mise en service prévue et les motivations sont présentés. Les plannings des projets pour les niveaux de tension 220- 150-110kV (voir chapitre 5) avec une date de mise en service prévue dans la période 2030-2034, sont en majorité indicatifs et ne sont pas soumis pour approbation (type d'approbation « I »). Ils seront réévalués dans les prochains Plans de Développement à mesure que les hypothèses sous-jacentes se précisent. Les projets pour lesquels une décision d'investissement doit être prise dans la période 2020-2025 (le cas échéant avec une mise en service dans la période 2024-2029), sont quand même soumis pour approbation (type d'approbation « FA »).

Le quatrième tableau donne un aperçu de tous les projets transversaux, tels que décrits au chapitre 6.

Le cinquième tableau récapitulatif, présente un état d'avancement des projets déjà mentionnés dans le Plan de Développement fédéral 2020-2030. Ces projets sont classés par n° d'identification du précédent Plan de Développement. Le tableau donne ensuite, pour chaque projet, la localisation, une description sommaire, la date de mise en service du plan précédent et du plan actuel, le statut du projet et une explication d'une éventuelle modification de la mise en service prévue. Le statut est estimé au mieux à octobre 2022 (début de la consultation publique)

Une dernière annexe, enfin, reprend pour les projets d'interconnexion soumis pour approbation un résumé quantitatif des coûts et des bénéfices. Les chiffres concernant le bien-être socio-économique ont été complétés sur base des simulations exécutées dans le cadre de ce Plan de Développement.

FIGURE 7.1 : SUCCESSION DES DIFFÉRENTS STATUTS D'UN PROJET*



* Les définitions utilisées pour déterminer le statut d'un projet dans le présent plan de développement diffèrent des définitions utilisées par TYNDP.

7.2 Tableau récapitulatif des projets pour le développement du réseau de transport 380 kV, des interconnexions (jusqu'à 220 kV), et des développements du réseau offshore

								MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
L'île Princesse Elisabeth - Extension du MOG	1	120	Offshore - Onshore	Construction d'un île énergétique pour le raccordement de l'éolien offshore et interconnexions supplémentaires + partie AC	P	Planifié	2027-2029		✓			
L'île Princesse Elisabeth - Extension du MOG	2	120	Offshore - Onshore	Construction de la partie DC de l'île énergétique	P	Planifié	2029	✓	✓			
Nautilus	3	121	Belgique - Royaume-Uni	Deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni	FA	Planifié	2030	✓	✓			
TritonLink	4	1092	Offshore - Onshore (en cours d'étude)	TritonLink : Nouvelle interconnexion HVDC hybride Belgique-Danemark	C	À l'étude	2031-2032	✓	✓			
Offshore Energy Hub	5		Offshore	Réalisation d'une sous-station HVDC sur l'île énergétique pour créer un hub énergétique	C	À l'étude	2035-2040	✓	✓			
Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge	6		Offshore	Étude sur la poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge	I	À l'étude	TBD		✓			
Renforcement Lonny (FR) - Achêne - Gramme	7		Lonny (FR)-Achêne-Gramme	Phase 1 : installation du transformateur déphaseur 380 kV et installation du deuxième transformateur 380/70 kV à Achêne 380kV	P	En exécution	2025	✓	✓		✓	
Renforcement Lonny (FR) - Achêne - Gramme	8	280	Lonny (FR)-Achêne-Gramme	Phase 2 : renforcement par des câbles à haute performance et deuxième transformateur déphaseur à Achêne	FA	À l'étude	2030-2032	✓	✓			
Renforcement Van Eyck - Maasbracht (NL)	9	377	Van Eyck - Maasbracht (NL)	Upgrade des lignes avec des câbles HTLS et des transformateurs déphaseurs supplémentaires 380 kV	I	À l'étude	2032-2034	✓	✓			
Deuxième interconnecteur Belgique - Allemagne	10	225	Belgique - Allemagne	Nouvelle interconnexion HVDC Allemagne - Belgique	I	À l'étude	2037-2038	✓	✓			
Nouvelle sous-station Baekeland / Création d'une capacité d'accueil	11		Baekeland	Nouvelle sous-station 380 kV comprenant un ou plusieurs transformateurs 380/150 kV 555 MVA afin de créer une capacité d'accueil pour l'électrification de la zone portuaire de Gand et une meilleure gestion des flux sur le réseau 380 kV	FA	Planifié	2026-2030	✓	✓	✓	✓	
Nouveaux points de raccordement à 380 kV / Création de capacité d'accueil	12		TBD	Installation de sous-stations 380 kV supplémentaires dans le cadre de l'électrification de l'industrie	FA	À l'étude	2028-2034		✓	✓		
Nouveaux points de raccordement à 380 kV / Création de capacité d'accueil	13		TBD	Nouvelles liaisons (courtes) 380 kV dans le cadre de l'électrification des régions industrielles	FA	À l'étude	2028-2034		✓	✓		
Raccordement de la nouvelle production centrale aux Awirs	14		Rimière	Rimière 380 kV : nouvelle travée pour le raccordement d'une nouvelle centrale TGV aux Awirs	FA	Décidé	2025			✓		

								MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Raccordement de la nouvelle production centrale à Dilsen-Stokkem	15		Dilsen - Stokkem	Nouvelle sous-station 380 kV à Dilsen-Stokkem pour le raccordement de nouvelles unités	C	À l'étude	3 à 4 ans après la décision			✓		
Raccordement de la nouvelle production centrale à Tessenderlo	16		Tessenderlo	Meerhout 380 kV : nouvelle travée pour le raccordement d'une nouvelle centrale TGV à Tessenderlo	C	À l'étude	2026			✓		
Raccordement de la nouvelle production centrale à Manage et Amercoeur	17		Courcelles	Courcelles 380 kV : deux nouvelles travées pour le raccordement de deux nouvelles unités de production centrales	C	À l'étude	2,5 à 3 ans après la décision			✓		
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région d'Anvers	18		Zandvliet - Noordland	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Zandvliet-Noordland	FA	À l'étude	2026			✓	✓	
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région d'Anvers	19		Port d'Anvers	Renforcement supplémentaire de la capacité de transformation au réseau 150 kV dans le port d'Anvers	C	À l'étude	2030				✓	
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Campine	20		Heze	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Heze	FA	À l'étude	2030				✓	
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Campine	21		Campine	Nouvelle sous-station 380 kV et câble 150 kV vers la nouvelle sous-station 150 kV à Lommel	FA	À l'étude	2030				✓	
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Genk	22		André Dumont	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à André Dumont	I	À l'étude	2034				✓	
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région de Liège	23		Rimière	Nouvelle sous-station 380 kV de Rimière avec installation d'un troisième transformateur 380/220 kV de 300 MVA	FA	À l'étude	2025	✓		✓	✓	
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région du Hainaut	24		Tergnée	Réalisation d'une nouvelle sous-station 380 kV intégrée à Tergnée, dans le cadre d'un nouveau raccordement client 380 kV et d'un nouveau raccordement client 150 kV	FA	À l'étude	2025			✓		
Interaction entre le système horizontal et vertical / Renforcement de la capacité de transformation dans la région du Hainaut	25		Tergnée - Saint-Amand	Installation d'un deuxième terne entre Tergnée et Saint-Amand	FA	À l'étude	2025			✓		
Renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck / Renforcement du backbone interne Centre-Est	26	252	Massenhoven	Extension de la sous-station avec couplage 380 kV et upgrade de la travée à Massenhoven en raison d'une intensité de courant plus élevée dûe à l'upgrade HTLS Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	P	En exécution	2024	✓	✓			

								MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck / Renforcement du backbone interne Centre-Est	27	252	Meerhout	Upgrade des travées à Meerhout en raison d'une intensité de courant plus élevée dûe à l'upgrade HTLS Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	P	En exécution	2024	✓	✓			
Renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck / Renforcement du backbone interne Centre-Est	28	252	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Upgrade du terne existant 380 kV vers des câbles HTLS et installation d'un deuxième terne en câbles HTLS 380 kV, qui remplace le terne existant 150 kV sur la série de pylônes entre Massenhoven et Heze.	P	En exécution	2026	✓	✓			
Restructuration de la sous-station Mercator 380 kV / Renforcement du backbone interne Centre-Est	29	252	Mercator	Restructuration du poste 380 kV - Déplacement des pylônes 380 kV	P	Planifié	2025	✓				
Restructuration de la sous-station Mercator 380 kV / Renforcement du backbone interne Centre-Est	30	252	Mercator	Restructuration du poste 380 kV - Ajout d'un troisième jeu de barres	P	Planifié	2028	✓	✓			
Renforcement de l'axe Mercator – Bruegel / Renforcement du backbone interne Centre-Est	31	252	Mercator - Bruegel	Upgrade des conducteurs classiques de la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV	P	En exécution	2026	✓	✓			
Renforcement de l'axe Mercator – Bruegel / Renforcement du backbone interne Centre-Est	32	252	Bruegel	Remplacement de la sous-station 380 kV et de la basse tension dans la sous-station 150 kV de Bruegel	FA	À l'étude	2027	✓			✓	
Renforcement de l'axe Mercator – Massenhoven / Renforcement du backbone interne Centre-Est	33	252	Mercator - Massenhoven	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Mercator et Massenhoven et installation d'un 4e terne 380 kV entre Mercator et Lint	P	À l'étude	2030-2032	✓	✓			
Renforcement de l'axe Gramme - Van Eyck / Renforcement du backbone interne Centre-Est	34	252	Gramme - Van Eyck	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Gramme et Van Eyck	P	À l'étude	2030-2032	✓	✓			
Renforcement de l'axe Bruegel – Courcelles / Renforcement du backbone interne Centre-Est	35	252	Bruegel - Courcelles	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Bruegel et Courcelles	P	À l'étude	2032-2035	✓	✓			
Renforcement de l'axe Gramme – Courcelles / Renforcement du backbone interne Centre-Est	36	252	Gramme - Courcelles	Upgrade des câbles classiques sur la liaison existante vers des câbles HTLS 380 kV entre Gramme et Courcelles	P	À l'étude	2035-2038	✓	✓			
Utilisation optimale du backbone centre-est / Renforcement du backbone interne Centre-Est	37		TBD	Installation de transformateurs déphaseurs dans la boucle Mercator - Van Eyck - Gramme - Courcelless	C	À l'étude	2030-2035	✓	✓			
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	38	297	Liefkenshoek - Mercator	Brabo III - Upgrade de la liaison 150 kV existante vers une nouvelle liaison 380 kV	P	En exécution	2025	✓				
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	39		Anvers	Renforcement de la capacité de transport de la ligne 380 kV entre Doel et Zandvliet	C	À l'étude	2030	✓		✓		
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	40		Anvers / Flandre orientale	Renforcement de la capacité de transport du premier couloir 380 kV entre Doel et Mercator	C	À l'étude	2035	✓		✓		

								MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	41		Anvers / Flandre orientale	Renforcement de la capacité de transport du deuxième couloir 380 kV entre Doel et Mercator	C	À l'étude	2038	✓		✓		
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	42		Doel	Upgrade de la sous-station 380 kV de Doel vers un pouvoir de coupure de 63 kA	FA	En exécution	2025	✓				
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	43		Zandvliet	Upgrade de la sous-station 380 kV de Zandvliet vers un pouvoir de coupure de 63 kA	FA	En exécution	2025	✓				
Renforcement du backbone interne de la région d'Anvers	44		Doel - Mercator	Déplacement d'une partie de deux couloirs 380 kV entre Mercator et Doel pour la construction du Tweede Getijdendok	C	À l'étude	2027-2030			✓		
Gramme - Rimière / Renforcement du backbone interne Sud-Est	45		Gramme, Rimière	Installation d'un deuxième terne sur la ligne 380 kV Gramme - Rimière	FA	Décidé	2025	✓		✓	✓	
Gramme - Rimière / Renforcement du backbone interne Sud-Est	46		Gramme	Nouvelle travée dans la sous-station 380 kV de Gramme pour le deuxième terne Gramme - Rimière	FA	Décidé	2025	✓		✓	✓	
Brume – Gramme / Renforcement du backbone interne Sud-Est	47		Brume - Gramme	Renforcement avec des câbles à haute performance & sous-station Brume	C	À l'étude	> 2030	✓		✓		
Aubange – Villeroux / Renforcement du backbone interne Sud-Est	48		Aubange-Villeroux	Ajout d'un deuxième terne sur une ligne 380 kV, exploité à 220 kV	FA	À l'étude	2035	✓			✓	
Aubange – Villeroux / Renforcement du backbone interne Sud-Est	49		Aubange-Villeroux	Exploitation de l'ensemble de l'axe à 380 kV et renforcement du terne existant avec des conducteurs à haute performance	I	À l'étude	2035-2040	✓				
Villeroux-Brume / Renforcement du backbone interne Sud-Est	50		Villeroux-Brume	Conversion de la tension d'exploitation 220 kV à 380 kV et capacité de transformation correspondante Étude du renforcement avec des câbles à haute performance"	I	À l'étude	2035-2040	✓				
Villeroux – Rimière / Renforcement du backbone interne Sud-Est	51		Villeroux - Rimière	Réaffectation ou remplacement du couloir existant 220 kV	I	À l'étude	2040	✓				
Dynamic Line Rating	52		Sur le plan national	Investissements pour l'installation d'Ampacimons	P	Planifié	Continu	✓	✓			
Ventilus	53		Gezelle - Izegem/ Avelgem	Le maillage de l'axe de Stevin via une nouvelle liaison aérienne 380 kV à courant alternatif qui peut être partiellement enterrée, y compris les modifications des sous-stations, telles que l'installation de transformateurs et l'enterrement de lignes aériennes 150 kV	P	Planifié	2028-2030	✓	✓	✓	✓	
Boucle du Hainaut	54		Courcelles	Remplacement de la sous-station AIS 380 kV existante de Courcelles par un GIS	P	Décidé	2027	✓				
Boucle du Hainaut	55		Avelgem	Rénovation de la sous-station 380 kV d'Avelgem, éventuellement avec enterrement local de la liaison 150 kV	FA	Décidé	2027	✓				
Boucle du Hainaut	56		Avelgem - Courcelles	Nouvelle liaison aérienne AC 380 kV Avelgem - Courcelles partiellement enterrable, y compris les adaptations de poste et le renforcement de la capacité de transformation dans la région du Hainaut occidental	P	Planifié	2029-2030	✓	✓		✓	

								MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Gezelle - Van Maerlant	57		Gezelle - Van Maerlant	Installation de câbles supplémentaires 380 kV dans le cadre de la production supplémentaire d'éolien en mer	I	À l'étude	~2035		✓			
Moyens de gestion de la tension phase 3	58		Lint	L'installation d'un réacteur shunt 150 kV 75 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station 150 kV de Lint	P	En exécution	2025	✓			✓	
Moyens de gestion de la tension phase 3	59		Zwijndrecht	L'installation d'un réacteur shunt 150 kV 75 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station 150 kV de Zwijndrecht	P	En exécution	2024	✓			✓	
Moyens de gestion de la tension phase 3	60		Avernas	L'installation d'un réacteur shunt 150 kV 75 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station 150 kV d'Avernas	P	En exécution	2024	✓			✓	
Moyens de gestion de la tension phase 3	61		Meerhout	L'installation d'un réacteur shunt 380 kV 130 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station 380 kV de Meerhout	P	En exécution	2025	✓				
Moyens de gestion de la tension phase 3	62		Champion	L'installation d'un réacteur shunt 380 kV 130 MVar sans régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station 380 kV de Champion	P	En exécution	2024	✓				
Moyens de gestion de la tension phase 3	63		Bruegel	L'installation d'un réacteur shunt 380 kV 160 MVar avec régulateur et d'une travée de raccordement supplémentaire à la sous-station 380 kV de Bruegel	P	En exécution	2026	✓				
Moyens de gestion de la tension phase 3	64		Mercator	L'installation de deux réacteurs shunt 380 kV 160 MVar avec régulateur et travées de raccordement supplémentaires à la sous-station 380 kV de Mercator	P	En exécution	2026	✓				
Moyens de gestion de la tension phase 4	65		Étude	De nouveaux régulateurs de tension, probablement dynamiques, dans le cadre de la transition énergétique	C	À l'étude	2030	✓				
Compensateurs synchrones	66		Gezelle	Installation de deux à trois compensateurs synchrones pour assurer la stabilité du système lors de l'intégration de très grandes quantités d'énergie renouvelable	FA	À l'étude	2028-2030	✓				
3ème système hybride offshore	67		Offshore - Onshore	Développement d'un troisième système offshore hybride	I	À l'étude	2035-2040	✓	✓			
Northsea Offshore Grid	68		Northsea Offshore Grid	North Sea Offshore Grid - Étude sur le développement et l'intégration d'un réseau transfrontalier maillé dans la mer du Nord	I	À l'étude	TBD	✓	✓			
Interconnexion aux frontières avec les Pays-Bas, la France et l'Allemagne	69		Frontière nord et sud	Étude sur la poursuite du développement des couloirs onshore dans la région de la mer du Nord, et sur les besoins que de nouveaux couloirs à la frontière nord, sud et est peuvent combler à cet égard	I	À l'étude	TBD	✓	✓			
Interconnexion avec le Luxembourg	70		Aubange - LU/DE (étude)	Renforcement de l'interconnexion Belgique - Luxembourg	I	À l'étude	~2040	✓				
Développements supplémentaires du backbone	71		Sur le plan national	Étude sur la poursuite du renforcement du backbone interne dans le cadre de la poursuite de l'intégration des interconnexions et des énergies renouvelables à grande échelle	I	À l'étude	TBD	✓	✓			

7.3 Tableau comparatif: type d'approbation plan de développement actuel et précédent

TYPE D'APPROBATION PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL 2024 – 2034	TYPE D'APPROBATION APRÈS PLAN DE DÉVELOPPEMENT FÉDÉRAL 2020 – 2030			
	Planifié (P)	**Conditionnel (C)**	**Indicatif (I)**	**Non Inclus**
Planifié (P)	(7) Renforcement Lonny (FR) - Achêne - Gramme : Phase 1 (26) (27) (28) Renforcement de l'axe Massenhoven - Meerhout - Van Eyck (29) (30) Restructuration de la sous-station Mercator 380 kV (31) (32) Renforcement de l'axe Mercator - Bruegel (33) Renforcement de l'axe Mercator - Massenhoven (34) Renforcement de l'axe Gramme - Van Eyck (35) Renforcement de l'axe Bruegel - Courcelles (36) Renforcement de l'axe Gramme - Courcelles (38) Brabo III - Upgrade de la liaison 150 kV existante vers une nouvelle liaison 380 kV (52) Dynamic Line Rating (53) Ventilus (54)(55)(56) Boucle du Hainaut (58)(59)(60)(61)(62)(63)(64) Moyens de gestion de la tension phase 3	(1) (2) L'Île Princesse Elisabeth - Extension du MOG		
Pour approbation (FA)			(3) Nautilus (8) Renforcement Lonny (FR) - Achêne - Gramme: Phase 2	(11) Nouvelle sous-station Baekeland (12) (13) Nouveaux points de raccordement à 380 kV (14) Raccordement de la nouvelle production centrale aux Awirs (18) Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Zandvliet-Noordland (20) Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Heze (21) Nouvelle sous-station 380 kV et câble 150 kV vers la nouvelle sous-station 150 kV à Lommel (23) Nouvelle sous-station 380 kV de Rimière avec installation d'un troisième transformateur 380/220 kV de 300 MVA (24) Réalisation d'une nouvelle sous-station 380 kV intégrée à Tergnée, dans le cadre d'un nouveau raccordement client 380 kV et d'un nouveau raccordement client 150 kV (25) Installation d'un deuxième terne entre Tergnée et Saint-Amand (42) Upgrade de la sous-station 380 kV de Doel vers un pouvoir de coupure de 63 kA (43) Upgrade de la sous-station 380 kV de Zandvliet vers un pouvoir de coupure de 63 kA (45) (46) Gramme – Rimière (48) Aubange - Villeroux : Ajout d'un deuxième terne sur une ligne 380 kV (66) Compensateurs synchrones
Conditionnel (C)		(15) Raccordement de nouvelles unités à Dilsen-Stokkem (44) Déplacement d'une partie de deux couloirs 380 kV entre Mercator et Doel pour la construction du Tweede Getijdendok (47) Brume - Gramme Renforcement avec des câbles à haute performance et sous-station Brume		(4) TritonLink (5) Offshore Energy Hub (16) Raccordement de la nouvelle production centrale à Tessenderlo (17) Raccordement de la nouvelle production centrale à Manage et Amercoeur (19) Renforcement supplémentaire de la capacité de transformation au réseau 150 kV dans le port d'Anvers (37) Utilisation optimale du backbone centre-est (39) Renforcement de la capacité de transport de la ligne 380 kV entre Doel et Zandvliet (40)(41) Renforcement de la capacité de transport entre Doel et Mercator (65) Moyens de gestion de la tension phase 4
Indicatif (I)		(22) Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à André Dumont (49) Aubange - Villeroux : Exploitation de l'ensemble de l'axe à 380 kV et renforcement du terne existant avec des conducteurs à haute performance (50) Villeroux-Brume	(9) Renforcement Van Eyck - Maasbracht (NL) (10) Deuxième interconnecteur Belgique - Allemagne (68) Northsea Offshore Grid (69) Frontières nord et sud : étude (70) Renforcement de l'interconnexion Belgique - Luxembourg	(6) Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge (51) Villeroux - Rimière : Réaffectation ou remplacement du couloir 220kV existant. (57) Gezelle - Van Maerlant (67) 3ème système hybride offshore (71) Développements supplémentaire du backbone

7.4 Tableau récapitulatif des projets pour le développement des réseaux de transport 220-150-110 kV

						MOTEUR D'INVESTISSEMENT					
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	RÉFÉRENCE
Province d'Anvers											
100	Poederlee - Herentals - Heze	Nouveau câble 150kV	I	À l'étude	2030				✓		5.2.1
116	Herentals - Poederlee	Nouveau câble 150kV	FA	À l'étude	2027			✓	✓		5.2.4
117	Hoogstraten	Nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA et transformateur 150/15 kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2025				✓		5.2.4
118	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nouveau câble 150kV	FA	À l'étude	2030			✓		✓	5.2.5
119	Mol - Poederlee	Remplacement de la ligne 150 kV existante par la boucle de la Campine	P	Planifié	2028			✓		✓	5.2.5
120	Rijkevorsel	Démantèlement d'une sous-station 70 kV et remplacement du transformateur de 70/15 kV par un nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2029				✓	✓	5.2.5
121	Poederlee	Nouveau transformateur 150/36 kV	I	À l'étude	2032				✓		5.2.6
122	Petrol (Anvers Sud)	Troisième transformateur 150/15 kV et remplacement de la basse tension	FA	À l'étude	2028				✓		5.2.6
123	Damplein	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA dans une sous-station existante	I	À l'étude	2026				✓		5.2.6
124	Massenhoven - Merksem	Remplacement ligne 150 kV	P	Planifié	2032				✓		5.2.6
125	Petrol (Anvers Sud)	Dédoublement des câbles 150 kV existants	FA	À l'étude	2026				✓		5.2.6
126	Zurenborg	Dédoublement des câbles 150 kV existants	FA	À l'étude	2025				✓		5.2.6
127	Burcht - Zwijndrecht	Dédoublement de la ligne 150 kV existante	FA	À l'étude	2029				✓		5.2.6
128	Burcht - Zwijndrecht	Dédoublement de la ligne 150 kV existante	FA	À l'étude	2025				✓		5.2.6
129	Heist-op-den-Berg	Démantèlement de la sous-station 70kV et renforcement de la sous-station 150kV	I	À l'étude	2025				✓		5.2.6
130	Malines	Remplacement d'une sous-station 70 kV	I	À l'étude	2029				✓		5.2.6
131	Oorderen	Construction d'une nouvelle sous-station 150 kV pour le port d'Anvers à l'est du Kanaaldok	C	À l'étude	2029				✓		5.2.6
132	Ekeren - Zevende Havendok	Restructuration des lignes 150 kV existantes	FA	Planifié	2032				✓		5.2.6
133	Lier	Démantèlement d'une sous-station de 70kV et deux nouveaux TFO 150/15kV	FA	À l'étude	2031				✓		5.2.6

ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	MOTEUR D'INVESTISSEMENT					RÉFÉRENCE
						DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	
Bruxelles-Capitale											
201	Forest	Remplacement d'une sous-station de 150kV et nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2030			✓	✓		5.3.1
202	Molenbeek	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA	FA	Planifié	2027			✓	✓		5.3.1
203	Ixelles	Remplacement de deux transformateurs 150/36kV par un nouveau transformateur 150/36kV de 125 MVA et un nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA	FA	Planifié	2028			✓	✓		5.3.2
204	Keizer Karel	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA	C	À l'étude	2027			✓	✓		5.3.2
205	Dhanis	Remplacement d'un transformateur 150/36kV de 125 MVA et d'un transformateur 150/11kV de 50 MVA	FA	Planifié	2030-2034			✓	✓		5.3.3
206	Quai Demets	Remplacement d'un transformateur 150/36kV de 70 MVA par un transformateur de 125 MVA	FA	Planifié	2028				✓		5.3.3
207	Quai Demets - Sud	Nouveau câble 150kV	FA	Planifié	2028				✓		5.3.3
208	Woluwe-Saint-Lambert	Remplacement sous-station 150 kV basse tension	FA	À l'étude	2029				✓		5.3.3
209	Wiertz	Remplacement sous-station 150 kV basse tension	FA	À l'étude	2030				✓		5.3.3
210	Dhanis	Remplacement sous-station 150 kV basse tension	FA	À l'étude	2030				✓		5.3.3
211	Schaerbeek	Remplacement d'un transformateur 150/36kV et de la basse tension dans la sous-station 150kV	I	À l'étude	2030				✓		5.3.3
Province du Hainaut											
301	Baudour - Chièvre	Retrofit ligne 150kV et remplacement par conducteur HTLS	FA	À l'étude	2027				✓		5.4.1
302	Bascoup	Démantèlement de la sous-station 70 kV et remplacement de la sous-station haute tension 150 kV	P	Planifié	2023				✓		5.4.2
303	Gilly - Jumet + Jumet - Gouy	Nouveau câble 150 kV et retrofit ligne 150 kV	FA	À l'étude	2028				✓		5.4.6
304	Jumet	Nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans une sous-station existante avec la nouvelle travée 150 kV	FA	À l'étude	2028				✓	✓	5.4.6
305	Ciply - Pâturages	Nouveau câble 150kV	P	Planifié	2023		✓		✓		5.4.7
306	Harmignies - Ciply	Mise à niveau de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure sur un terne (150 kV)	P	Planifié	2022		✓	✓	✓		5.4.7
307	Harmignies - Ville-sur-Haine	Exploitation du 2e terne de la ligne existante sur 150 kV	P	Planifié	2023		✓		✓		5.4.7
308	Pâturages	Restructuration de la sous-station (migration partielle à 150 kV) et installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	P	Planifié	2024		✓		✓	✓	5.4.7
309	Thuillies	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA en repiquage sur une ligne existante	P	En exécution	2023			✓	✓		5.4.9
310	Thy-le-Château	Nouveau transformateur 150/70 de 145MVA	FA	À l'étude	2029		✓				5.4.10
311	Thy-le-Château - Hanzinelle	Remplacement de la liaison par câble 150 kV (exploitation 70 kV)	FA	À l'étude	2029		✓		✓		5.4.10
312	Hanzinelle	Nouvelle sous-station 150 kV avec transformateur 150/70 kV 145 MVA	FA	À l'étude	2029		✓		✓		5.4.10
313	Montignies - Hanzinelle - Neuville	Nouveau câble 150kV	FA	À l'étude	2029		✓				5.4.10

ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	MOTEUR D'INVESTISSEMENT					RÉFÉRENCE
						DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	
314	Neuville	Nouvelle sous-station complète 150 kV avec un nouveau transformateur 150/12 kV 50 MVA et un réacteur shunt 150 kV 75 Mvar, et raccordement des liaisons 150 kV et du transformateur existant 150/70 kV à cette sous-station	FA	À l'étude	2029		✓		✓		5.4.10
315	Neuville - Couvin	Deux nouveaux câbles 150 kV (dont l'un est exploité à 70 kV)	FA	À l'étude	2035		✓		✓		5.4.10
316	Couvin	Nouveau transformateur 150/12 kV	FA	À l'étude	2035		✓		✓		5.4.10
317	Thy-le-Château - Solre	Deux nouveaux câbles 150 kV (exploités à 70 kV)	FA	À l'étude	2035		✓		✓		5.4.10
318	Thy-le-Château	Remplacement sous-station basse tension 150 kV et 70 kV	FA	À l'étude	2029				✓		5.4.10
319	Gouy	Répartition de la sous-station 150 kV de Gouy en deux sous-stations : un nouveau GIS pour la zone 150 kV du Brabant, la sous-station existante reste telle quelle pour la zone 150 kV du Hainaut uniquement.	FA	À l'étude	2028				✓		5.4.11
320	Baudour-Quaregnon	Nouveau câble 150 kV et ternes 150 kV existants jumelés	FA	À l'étude	2026				✓		5.4.12
321	Chièvres	Adaptations sous-station 150 kV et nouveau transformateur déphaseur 390 MVA et nouveau réacteur shunt 75 Mvar	P	Planifié	2025	✓					5.4.13
322	Ligne	Adaptations sous-station 150 kV pour les liaisons de câbles	P	Planifié	2025	✓					5.4.13
323	Chièvres - Thieulain + Chièvres-Ligne	Nouveaux câbles 150kV	P	Planifié	2025	✓					5.4.13
325	Gouy - Oostkerk	Démantèlement de la ligne 150kV	P	À l'étude	2027				✓		5.4.15
326	Oisquercq - Gouy - Seneffe - Feluy	Remplacement de la liaison 70kV Gouy-Oostkerk	FA	Planifié	2033				✓		5.4.15
327	Boel La Louvière	Remplacement basse tension poste 150kV et restructuration 30kV	FA	Planifié	2027			✓	✓	✓	5.4.16
328	Gouy	Remplacement haute tension poste 150kV, transformateur 150/70kV et basse tension postes 380 et 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.4.16
329	Baudour	Remplacement sous-station 150 kV basse tension	FA	À l'étude	2027				✓		5.4.16
330	Binche - Trivières	Nouveau câble 150kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.4.16
331	Binche - Trivières	Remplacement ligne (150 kV)	FA	À l'étude	2026				✓		5.4.16
332	Wattines - Gaurain	Retrofit de la ligne 150 kV	P	Planifié	2022				✓		5.4.16
333	Dottignies	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.4.16
334	Fleurus	Remplacement sous-station 150 kV basse tension	FA	À l'étude	2027				✓		5.4.16
335	Gouy	Remplacement sous-station 380 kV basse tension	FA	À l'étude	2031				✓		5.4.16
336	Gouy - Monceau	Retrofit ligne 150 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.4.16
337	Jemappes	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	P	Planifié	2024				✓		5.4.16
338	Marquain	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.4.16
339	Tergnée	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2029				✓		5.4.16

						MOTEUR D'INVESTISSEMENT					
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	RÉFÉRENCE
340	Jemeppe-sur-Sambre	Remplacement sous-station basse tension 150 kV et 70 kV	FA	À l'étude	2025			✓			5.4.16
341	Jemeppe-sur-Sambre	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et 70 kV et remplacement du transformateur 150/70 kV 90 MVA	FA	À l'étude	2025			✓			5.4.16
342	Monceau	Remplacement basse tension 150/220 kV & remplacement du matériel haute tension	FA	Planifié	2030				✓		5.4.16
343	Tergnée - Auvelais	Remplacement de la ligne 150kV Tergnée-Auvelais	FA	Planifié	2033				✓		5.4.16
344	Tergnée - Fleurus	Remplacement de la ligne 150kV Tergnée-Fleurus	FA	Planifié	2033				✓		5.4.16
345	Bas-Warneton - Wevelgem	Nouveau câble 150kV	P	À l'étude	2025				✓		5.12.4
Province du Limbourg											
401	Lommel	Nouvelle sous-station 150 kV à Lommel	FA	À l'étude	2030				✓		5.5.1
402	Beringen - Meerhout	Remplacements des câbles par des câbles HTLS à haute performance	I	À l'étude	2029				✓		5.5.1
403	Lommel	Nouveau transformateur 150/30 kV	I	À l'étude	2030			✓	✓		5.5.1
404	Beringen - Tessenderlo Industriepark	Nouvelle liaison câble 150kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.5.2
405	Beringen - Lummen	Démantèlement sous-station 70 kV et remplacement transformateurs de 70/10 kV par un nouveau transformateur de 150/10 kV de 40 MVA	FA	À l'étude	2026				✓		5.5.2
406	Beringen	Démantèlement sous-station 70 kV et remplacement transformateurs de 70/10 kV par un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	FA	À l'étude	2026				✓		5.5.2
407	Tessenderlo Industriepark	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA en antenne sur nouveau câble 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.5.2
408	Lummen	Démantèlement ligne 70 kV et remplacement transformateur 70/10 kV par un transformateur 150/10 kV de 40 MVA	FA	À l'étude	2026				✓		5.5.2
409	Brustem - Herderen	Abandon de l'infrastructure 70kV au profit de 150kV	I	À l'étude	2027				✓		5.5.3
410	Herderen (Riemst)	Nouvelle sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2028				✓		5.5.4
411	Langerlo - Stalen	Remplacement des câbles ligne 150 kV	I	À l'étude	2028				✓		5.5.5
412	Stalen - Eisden	Remplacement des câbles ligne 150 kV	I	À l'étude	2027				✓		5.5.5
413	Lommel	Remplacements basse tension et remplacements/réduction sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2025				✓		5.5.5
Province de Liège											
501	Butgenbach	Nouveau transformateur 110/15 kV dans sous-station existante	P	Décidé	2023		✓				5.6.1
502	Amel	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans une sous-station existante	FA	À l'étude	2026		✓				5.6.1
503	Amel - St. Vith	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	FA	À l'étude	2031		✓				5.6.1
504	Bévercé	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans une sous-station existante	P	Décidé	2023		✓				5.6.1
505	Bronrome - Heid-de-Goreux	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	FA	À l'étude	2031				✓		5.6.1
506	Heid-de-Goreux	Extension de la sous-station à 110 kV (exploitation à 70 kV)	FA	À l'étude	2027				✓		5.6.1

						MOTEUR D'INVESTISSEMENT					
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	RÉFÉRENCE
507	Saint-Vith	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	FA	À l'étude	2027				✓		5.6.1
508	Cierreux - Saint-Vith	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	FA	À l'étude	2034		✓				5.6.1
509	Bressoux	Nouveau transformateur 150/15kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2025				✓	✓	5.6.2
510	Hannut	Nouvelle sous-station avec un transformateur 150/70 kV de 90 MVA et deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	P	Décidé	2024		✓		✓		5.6.3
511	Profondval	Nouvelle sous-station avec deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2028				✓		5.6.3
512	Rocourt	Nouvelle sous-station avec deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2027				✓		5.6.3
513	Ans	Nouveau transformateur 150/15kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2027				✓		5.6.3
514	Gramme - Rimière	Démantèlement de la ligne 150kV	FA	Planifié	2022				✓		5.6.3
515	Rimière	Trois nouvelles travées dans la sous-station 220 kV pour le dédoublement Rimière - Jupille et les transformateurs 380/220 kV	C	Planifié	2025					✓	5.6.4
516	Jupille - Rimière	Dédoublement de deux ternes d'une ligne 220 kV	FA	Planifié	2024					✓	5.6.4
517	Jupille	Nouvelle travée dans la sous-station 220 kV de Jupille pour le dédoublement de Rimière - Jupille	FA	Planifié	2023				✓		5.6.4
518	Haute-Sarte	Remplacement basse tension sous-station 150kV et transformateur 150/15 kV	FA	Planifié	2027			✓	✓		5.6.5
519	Avernas	Remplacement basse tension de la sous-station 150 kV	P	Décidé	2023				✓		5.6.5
520	Awirs	Remplacement basse tension des sous-stations 150 kV et 220 kV	FA	À l'étude	2029				✓		5.6.5
521	Eupen	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.6.5
522	Houffalize	Remplacement sous-station 220 kV basse tension	P	Planifié	2024				✓		5.6.5
523	Leval	Remplacement sous-station 220 kV basse tension	P	Décidé	2025				✓		5.6.5
524	Lixhe	Remplacement sous-station 150 kV basse tension	FA	Planifié	2024				✓		5.6.5
525	Tihange bis	Remplacement sous-station 380 kV basse tension	FA	Décidé	2025				✓		5.6.5
526	Tihange 2	Remplacement sous-station 380 kV basse tension	C	Décidé	2024				✓		5.6.5
527	Rimière	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 220 kV	I	À l'étude	2030				✓		5.6.5
528	Gramme	Remplacement transformateur 380/150 kV et certains appareils haute tension sous-stations 380 et 150 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.6.5
529	Lixhe - Jupille	Retrofit de la ligne 220 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.6.5
530	Gramme	Remplacement des équipements fournissant l'alimentation aux services de secours de la sous-station	FA	Décidé	2024				✓		5.6.5
531	Berneau	Remplacement sous-station 220 kV basse tension	I	À l'étude	2030				✓		5.6.5
532	Huy	Abandon du poste 380 kV de Tihange 2 et raccordement direct de Tihange Bis à Gramme	C	À l'étude	2027			✓			5.6.5

ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	MOTEUR D'INVESTISSEMENT					RÉFÉRENCE
						DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	
Province de Luxembourg											
601	Bomal	Nouveau transformateur 220/70 kV de 110 MVA en repiquage sur la ligne Rimière-Villeroux	FA	À l'étude	2032				✓		5.7.1
602	Marcourt	Restructuration sous-station 220 kV	FA	À l'étude	2032				✓		5.7.1
603	Fays-les Veneurs - Orgeo	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	FA	À l'étude	2029		✓	✓	✓		5.7.2
604	Neufchâteau - ligne Orgeo-Villeroux	Nouveau câble 110 kV	FA	Planifié	2025		✓				5.7.2
605	Aubange - Villeroux	Retrofit de la ligne 220 kV	FA	À l'étude	2025				✓		5.7.3
606	Villeroux - Rimière	Retrofit de la ligne 220 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.7.3
607	Latour	Nouveau transformateur 220/15 kV de 50 MVA et remplacement de la basse tension	FA	Planifié	2026				✓		5.7.4
608	Villers-sur-Semois	Remplacement sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	FA	Planifié	2029				✓		5.7.4
609	Aubange - Arlon	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	FA	À l'étude	2028		✓		✓		5.7.4
610	Aubange - Sotel	Démantèlement de la ligne 150kV	FA	À l'étude	2027			✓			5.7.4
611	Bonnert	Remplacement sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	FA	À l'étude	2028				✓		5.7.4
612	Marche-en-Famenne	Remplacement sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	FA	À l'étude	2028				✓		5.7.4
613	Arlon	Remplacement sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	I	À l'étude	2031				✓		5.7.4
614	Aubange	Remplacement sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV) et basse tension dans les sous-stations de 220 et 380 kV	I	À l'étude	2033				✓		5.7.4
615	Aubange	Remplacement du transformateur déphaseur 220kV et des équipements adjacents	FA	À l'étude	2025	✓					5.7.4
Province de Namur											
701	Bois-de-Villers - Fosses-La-Ville	Remplacement de la ligne 70 kV par une ligne 110 kV	I	À l'étude	après 2034		✓		✓		5.8.4
702	Hastière - Pondrome	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	FA	Décidé	2025		✓		✓		5.8.4
703	Yvoir - Ciney	Remplacement des lignes 70 kV à un terne entre Yvoir et Ciney par des lignes 110 kV à deux ternes.	I	À l'étude	2030-2035		✓		✓		5.8.4
704	Yvoir - Warnant	Nouveau câble 110 kV	I	À l'étude	2030-2035		✓		✓		5.8.4
705	Achêne - Florée	Remplacement des lignes 70 kV par des lignes 110 kV à deux ternes	I	À l'étude	2030-2035		✓		✓		5.8.4
706	Namur - Flawinne	Remplacement de la ligne 70 kV par une ligne 110 kV	I	À l'étude	2030-2035		✓		✓		5.8.4
707	Seilles	Remplacement du transformateur 150/70kV, des équipements 150kV et de la sous-station 110kV (exploitée à 70 kV)	FA	Planifié	2027				✓		5.8.5
708	Auvelais	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	P	Planifié	2025				✓		5.8.5
709	Miecret	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	FA	Planifié	2027				✓		5.8.5

ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	MOTEUR D'INVESTISSEMENT					RÉFÉRENCE
						DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	
Province de Flandre-Orientale											
801	Heimolen	Restructuration sous-station et remplacement basse tension sous-station 150 kV	P	En exécution	2024	✓			✓		5.9.1
802	Rodenhuize	Remplacement haute tension et pose deuxième couplage sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2027	✓		✓	✓		5.9.1
803	Eeklo Nord - Rodenhuize	Installation de modules ampacimon sur la ligne 150 kV	FA	À l'étude	2024		✓			ü	5.9.1
804	Heimolen - Rodenhuize	Ligne de regroupement 150 kV	FA	À l'étude	2024	✓		✓	✓		5.9.1
805	Eeklo Pokmoer	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV, et d'un des deux transformateurs 150/36 kV 65 MVA par un nouveau de 125 MVA	P	À l'étude	2028				✓		5.9.2
806	Eeklo Pokmoer - Langerbrugge	Démantèlement de la ligne 150 kV	I	À l'étude	2035				✓		5.9.2
807	Kennedylaan	Déplacement des transformateurs 150/36 kV Kennedylaan vers Rodenhuize avec remplacement de l'actuel 110 MVA par un nouveau 125 MVA	P	Décidé	2026			✓			5.9.3
808	Kluizendok (Gand)	Nouveau transformateur 150/36 kV 125 MVA sur nouveau site en repiquage sur ligne existante 150 kV	FA	À l'étude	2029		✓	✓			5.9.3
809	Rive droite Gand	Installation d'un nouveau transformateur 150/36 kV 125 MVA	C	À l'étude	2030			✓	✓		5.9.3
810	Drongen	Remplacement haute tension, basse tension sous-station 150 kV, et transformateur 150/36 kV 65 MVA par un nouveau de 125 MVA	P	À l'étude	2027				✓		5.9.4
811	Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Rehaussement lignes 150 kV	FA	Planifié	2025				✓	✓	5.9.4
812	Merchtem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV, transformateur 150/70 kV et transformateur 150/15 kV	FA	À l'étude	2028				✓		5.9.5
813	Saint-Gilles-lez-Termonde	Remplacement basse tension et haute tension sous-station 150 kV	P	À l'étude	2027				✓		5.9.5
814	Baasrode - Malderen	Pose d'un câble 150 kV	FA	Planifié	2025			✓	✓		5.9.5
815	Baasrode - Saint-Gilles-lez-Termonde	Pose d'un câble 150 kV	FA	Décidé	2023				✓		5.9.5
816	Baasrode	Construction d'une sous-station 150 kV	FA	Décidé	2025				✓		5.9.5
817	Zwijndrecht	Remplacement du transformateur 150/36kV	FA	À l'étude	2028				✓	✓	5.9.6
818	Ketenisse (Beveren)	Troisième transformateur 150/15kV	FA	À l'étude	2028			✓	✓		5.9.6
819	Aalter Bekaert-laan	Remplacement de deux transformateurs 150/36 kV 65 MVA par nouveaux transformateurs 125 MVA	P	À l'étude	2025				✓		5.9.7
820	Alost	Remplacement haute tension, basse tension sous-station 150 kV et transformateur 150/70 kV de 125 MVA par un nouveau de 145 MVA	P	En exécution	2026				✓		5.9.10
821	Alost Nord	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	P	À l'étude	2025				✓		5.9.10
822	Deinze	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et remplacement transformateurs 70/10 kV par des transformateurs 150/10 kV de 50 MVA	FA	À l'étude	2028				✓		5.9.10
823	Deinze - Ruien	Remplacement des câbles ligne 150 kV	I	À l'étude	2031				✓		5.9.10
824	Flora (Merelbeke)	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.9.10

						MOTEUR D'INVESTISSEMENT					
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	RÉFÉRENCE
825	Flore - Rodenhuize	Remplacement des équipements sur la ligne 150 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.9.10
826	Lokeren Vijgenstraat	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	P	À l'étude	2027				✓		5.9.10
827	Ninove	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.9.10
828	Audenarde	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV et remplacement transformateur 70/10 kV de 40 MVA	FA	À l'étude	2026				✓		5.9.10
829	Ringvaart	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	P	À l'étude	2026				✓		5.9.10
830	Ruien :	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	P	En exécution	2025	✓					5.9.10
831	Wortegem	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 70 kV et transformateur 150/10 kV de 40 MVA	P	À l'étude	2025				✓		5.9.10
832	Zele Industrie	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2029				✓		5.9.10
833	Sint-Pauwels	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2033				✓		5.9.10
834	Ham	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2030				✓		5.9.10
835	Nieuwe Vaart	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2030				✓		5.9.10
836	Walgoed	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2028				✓		5.9.10
837	Eeklo Nord	Remplacement haute tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2033				✓		5.9.10
838	Ruien - Thieulain - Ligne - Chièvres	Démantèlement de la ligne 150 kV	P	Planifié	2027	✓					5.4.13
839	Ruien	Adaptations 150 kV sous-station	P	Planifié	2025	✓					5.4.13
840	Ruien - Thieulain	Nouveaux câbles 150kV	P	Planifié	2025	✓					5.4.13
841	Aalst - Zottegem	Nouveau câble 150 kV entre Aalst et Zottegem	FA	À l'étude	2026			✓	✓		5.9.5
Province du Brabant flamand											
901	Dilbeek	Démantèlement sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.10.1
902	Kobbegem	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA en repiquage sur une ligne existante	FA	Planifié	2027			✓	✓		5.10.1
903	Relegem	Démantèlement dérivation 150 kV, sous-station 150 kV et transformateur de 150/36 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.10.1
904	Diest	Nouveau GIS 150kV et achèvement de la sous-station 70kV	P	À l'étude	2029				✓		5.10.2
905	Kersbeek	Nouvelle sous-station 150kV et achèvement sous-station 70kV, câbles vers Diest et Tirlemont	I	À l'étude	2032			✓	✓		5.10.2
906	Wijgmaal	Extension GIS 150kV	I	À l'étude	2030			✓	✓	✓	5.10.2
907	Bruegel - Drogenbos	Remplacement ligne 150 kV	I	À l'étude	na 2034				✓		5.10.4
908	Bruegel - Pont Brûlé	Remplacement des câbles et équipements sur la ligne 150 kV	I	À l'étude	2030-2034				✓		5.10.4
909	Grimbergen	Remplacement basse tension et certains appareils haute tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.10.4
910	Pont Brûlé - Lint	Remplacement des équipements sur la ligne 150 kV	I	À l'étude	2030				✓		5.10.4

						MOTEUR D'INVESTISSEMENT					
ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	RÉFÉRENCE
911	Pont Brûlé - Vilvoorde Havendoklaan	Nouveau câble 150 kV pour remplacer un ancien câble à huile fluide	FA	À l'étude	2024				✓		5.10.4
912	Wespelaar	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2029				✓		5.10.4
913	Drogenbos	Remplacement basse tension et certains appareils haute tension sous-stations 380 et 150 kV	I	À l'étude	2030-2035				✓		5.10.4
914	Zaventem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2028				✓		5.10.4
915	Drogenbos	Déplacement et remplacement transformateur 150/36 kV de 125 MVA	FA	À l'étude	2025			✓	✓		5.10.4
916	Bruegel - Pont Brûlé	Élévation d'un poteau	FA	À l'étude	2024					✓	5.10.4
917	Pont Brûlé - Zaventem	Déplacement du câble 150 kV imposé par l'AWV	P	En exécution	2022					✓	5.10.4
918	Machelen - Pont Brûlé	Mise en souterrain partielle de la double ligne 150kV	FA	À l'étude	2025					✓	5.10.4
919	Machelen	Remplacement de trois transformateurs 150/36 kV de 125 MVA	FA	Planifié	2029				✓		5.3.2
920	Bruegel - Essene	Installation d'un câble 150 kV et d'un transformateur 150/15 kV 50 MVA à Essene	I	À l'étude	2030			✓	✓		5.9.5
921	Essene	Construction d'une nouvelle sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2027			✓	✓		5.9.5
Province du Brabant wallon											
1001	s-Gravenbrakel	Remplacement haute tension sous-station 150 kV et nouveau réacteur shunt 75 Mvar	P	Planifié	2025				✓		5.11.2
1002	s-Gravenbrakel	Nouveau câble 150kV	P	Planifié	2024				✓		5.11.2
1003	Nivelles	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et remplacements haute tension	FA	À l'étude	2026				✓		5.11.3
1004	Korbeek	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et restructuration 36 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.11.3
1005	Waterloo	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	FA	Planifié	2033				✓		5.11.3
Province de Flandre-Occidentale											
1101	Pitem	Remplacement complet et extension sous-station 150 kV, y compris le renouvellement de la basse tension	P	À l'étude	2026			✓	✓	✓	5.12.1
1102	Beveren	Adaptations sous-station 150 kV, y compris le remplacement de la basse tension	P	À l'étude	2026			✓	✓	✓	5.12.1
1103	Brugge Waggelwater - Slijkens	Remplacement de la ligne existante 150 kV	FA	À l'étude	2028		✓		✓		5.12.1
1104	Rumbeke	Deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA et remplacements haute et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2029			✓	✓		5.12.1
1105	Coxyde	Nouveau transformateur 150/36kV de 125 MVA	I	À l'étude	2029		✓		✓		5.12.2
1106	Zedelgem	Nouvelle sous-station 150 kV et nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	I	À l'étude	2033			✓			5.12.2 & 5.12.7
1107	Oostrozebeke	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2028				✓		5.12.3
1108	Sint-Baafs-Vijve	Démolition 70 kV et extension/remplacement sous-station 150 kV	P	À l'étude	2026				✓		5.12.3
1109	Coxyde	Remplacement basse tension sous-station 150 kV, intégration PST et abandon sous-station 70 kV	P	À l'étude	2025				✓		5.12.4

ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	MOTEUR D'INVESTISSEMENT					RÉFÉRENCE
						DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE	
1110	Wevelgem	Remplacement haute tension et basse tension de la sous-station 150 kV	FA	En exécution	2024				✓		5.12.4
1111	Zeebrugge	Remplacement de deux transformateurs 150/36 kV par nouveaux transformateurs 125 MVA	P	À l'étude	2027		✓		✓		5.12.5
1112	New Zeebrugge	Construction d'une nouvelle sous-station 150 kV avec deux transformateurs 150/36 kV 125 MVA et raccordé à la sous-station 150 kV de Zeebrugge au moyen de deux nouveaux câbles 150 kV	FA	À l'étude	2027		✓	✓	✓		5.12.5
1113	Slijkens	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et remplacement de deux transformateurs 150/36 kV par un nouveau de 125 MVA	FA	À l'étude	2027				✓		5.12.6
1114	Coxyde	Nouveau transformateur 150/36kV de 125 MVA	I	À l'étude	2029		✓		✓		5.12.7
1115	Heule	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et remplacement transformateur 70/10 kV par transformateur 40 MVA	FA	À l'étude	2026				✓		5.12.8
1116	West-Rozebeke	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et remplacements haute tension	FA	À l'étude	2026				✓		5.12.8
1117	Beerst	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2026				✓		5.12.8
1118	Harelbeke	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2025				✓		5.12.8
1119	Ypres Nord	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2027				✓		5.12.8
1120	Izegem - Harelbeke - Desselgem	Remplacement ligne 150 kV	I	À l'étude	2035				✓		5.12.8
1121	Kuurne	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2027				✓		5.12.8
1122	Menin Ouest	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2026				✓		5.12.8
1123	Tielt	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.12.8
1124	Bruges Waggelwater	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2031				✓		5.12.8
1125	Zeebrugge	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	I	À l'étude	2030				✓		5.12.8
1126	Zedelgem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	FA	À l'étude	2027				✓		5.12.8
1127	Gullegem	Construction d'une sous-station 150 kV	I	À l'étude	2030			✓	✓		5.12.8

7.5 Tableau récapitulatif des projets transversaux

CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCALISATION	DESCRIPTION	TYPE D'APPROBATION	STATUT	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	MOTEUR D'INVESTISSEMENT				
								DÉVELOPPEMENT ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	DÉVELOPPEMENT DURABLE	UTILISATEURS DIRECTS DU RÉSEAU ET GESTIONNAIRES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE LOCAL	CONFORMITÉ FONCTIONNELLE ET TECHNOLOGIQUE
Security	1201	/	Nationale	Protection des postes et des sites	FA	Planifié	2018-2025					✓
Black-out mitigation	1202	/	Nationale	Installation de générateurs diesel dans environ 400 postes	P	En exécution	2018-2028					✓
Green substations	1203	/	N/A	Améliorer l'efficacité énergétique de +/- 1200 bâtiments dans les sous-stations	FA	En exécution	2024-2034		✓			
Remplacement OPGW	1204	/	N/A	Remplacement des OPGW obsolètes	FA	À l'étude	TBD					
Fiber Everywhere	1205	/	Nationale	Expansion et renforcement du réseau de fibres optiques	P	En exécution	2024-2034					✓
Upgrade TDM	1206	/	N/A	Modernisation de la technologie de communication TDM	P	En exécution	2019-2025					
Private Satellite Communications System and Services	1207	/	N/A	Expansion du réseau privé de satellites	P	En exécution	N/A					

7.6 Tableau récapitulatif de l'état d'avancement des projets

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
1	Lixhe - Oberzier (D)	Nouvelle liaison internationale en courant continu Belgique-Allemagne	2020	2020	Réalisé	
2	Aubange - Brume - Gramme	Installation du deuxième terne (Aubange - Brume) et renforcement avec des câbles à haute performance (Brume - Gramme) 380 kV.	Conditionnel TBD	2030-2040	À l'étude	Subdivision en trois projets distincts, en raison de besoins différents en fonction du temps.
3	Courcelles	Nouvelle travée de raccordement pour production centralisée dans sous-station existante 380 kV	1,5 à 2 ans après décision	N/A	Annulé	Report du client
4	Dilsen - Stokkem	Nouvelle sous-station pour le raccordement des unités de production centrales 380 kV	2,5 à 3 ans après décision	3 à 4 ans après décision	À l'étude	Révision du programme de travail
5	Kallo	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Kallo	2022	2023	Réalisé	Révision du programme de travail
6	Lillo	Renforcement de la capacité de transformation 380/150 kV à Lillo	2022	2023	Réalisé	Révision du programme de travail
7	Rodenhuize	Deuxième transformateur à Rodenhuize 380/150 kV	2022	2022	Réalisé	
8	Étude : Limbourg	Besoins supplémentaires pour renforcer la capacité de transformation du Limbourg 380 kV	2025	2034	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
9	Bruegel - Courcelles	Mise à niveau des câbles classiques de la liaison existante avec des câbles HTLS 380 kV	2035	2032-2035	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
10	Gramme - Courcelles	Mise à niveau des câbles classiques de la liaison existante avec des câbles HTLS 380 kV	2033	2035-2038	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
11	Gramme - Van Eyck	Mise à niveau des câbles classiques de la liaison existante avec des câbles HTLS 380 kV	2029	2030-2032	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
12	Mercator - Lint, Mercator - Massenhoven	Installation du 4e terne 380 kV. Mise à niveau des câbles classiques de la liaison existante avec des câbles HTLS 380 kV	2030	2030	À l'étude	
13	Massenhoven	Extension sous-station avec couplage 380 kV	2024	2024	Réalisé	
14	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Installation d'un deuxième terne en câbles HTLS 380 kV, qui remplace le terne existant 150 kV sur la ligne de pylônes entre Massenhoven et Heze	2024	2023	Réalisé	Révision du programme de travail
15	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Mise à niveau du terne existant vers les conducteurs HTLS 380 kV	2024	2026	En exécution	Révision du programme de travail
16	Mercator - Bruegel	Mise à niveau des câbles classiques de la liaison existante avec des câbles HTLS 380 kV	2025	2026	En exécution	Révision du programme de travail
17	Aubange - LU/DE (étude)	Étude trilatérale avec CREOS & Amprion pour renforcer l'interconnexion avec le Luxembourg	2035	~2040	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
18	Frontière nord et sud	Étude sur la poursuite du développement des corridors onshore dans la région de la mer du Nord, et sur les besoins que de nouveaux corridors à la frontière nord et sud peuvent combler à cet égard	TBD	TBD	À l'étude	
19	Northsea Offshore Grid	Northsea Offshore Grid - Étude sur le développement et l'intégration d'un réseau transfrontalier maillé dans la mer du Nord	TBD	TBD	À l'étude	
20	Mercator	Restructuration du poste 380 kV	2025	2028	Planifié	Révision du programme de travail
21	Ressources pour la gestion de la tension phase 1	Batteries de condensateurs 225 Mvar	2020	2020-2022	Réalisé	Révision du programme de travail
22	Ressources pour la gestion de la tension phase 2	Batteries de condensateurs 355 Mvar	2021-2022	2021-2023	Réalisé	Révision du programme de travail
23	Ressources pour la gestion de la tension phase 2	Réacteurs shunt 540MVAr 150 kV/220 kV/380 kV	2021-2022	2021-2023	Réalisé	Révision du programme de travail
24	Ressources pour la gestion de la tension phase 3	Dispositifs de régulation de la tension statique et dynamique supplémentaires liés à la sortie nucléaire, tant pour l'injection que pour l'absorption d'énergie réactive.	2025	2025-2026	Planifié/ En exécution/ Réalisé	Révision du programme de travail Plusieurs statuts car l'installation des réacteurs shunt est subdivisée en plusieurs projets distincts.
25	Offshore - Onshore	Infrastructure de réseau offshore supplémentaire	2026-2028	2027-2029	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes - Modification du champ d'application en raison de la révision des ambitions des autorités belges
26	Belgique - Royaume-Uni	Nouvelle interconnexion HVDC Royaume-Uni - Belgique	2028	2030	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes
27	Avelgem - Centre	Nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV, y compris les adaptations des postes et l'installation des PST. Y compris un renforcement de la capacité de transformation dans le Hainaut	2026-2028	2029-2030	À l'étude	Obtention permis
28	Stevin - Izegem/ Avelgem	L'intégration de l'axe Stevin vers un nœud situé plus à l'intérieur des terres (par exemple, Izegem/ Avelgem) via une nouvelle liaison aérienne en courant alternatif 380 kV, y compris les adaptations des postes. Y compris un renforcement de la capacité de transformation en Flandre occidentale	2026-2028	2028-2030	À l'étude	Obtention permis
29	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Nouvelle ligne avec deux ternes 380 kV	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
30	Lillo - Zandvliet	Mise en souterrain de la ligne 150 kV existante	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
31	Kallo - FINF (Beveren)	Mise en souterrain de la ligne 150 kV existante	2025	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
32	Liefkenshoek - Mercator	Mise à niveau liaison 150 kV existante vers une nouvelle liaison 380 kV	2025	2025	En exécution	
33	Van Eyck - Maasbracht	Mise à niveau des lignes avec des câbles HTLS et des PST supplémentaires 380 kV	2030	2032-2034	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
34	Zandvliet	Deux transformateurs déphaseurs à Zandvliet 380 kV	2022	2022	Réalisé	
35	Zandvliet - Rilland	Remplacement des lignes par des câbles HTLS 380 kV	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
36	Doel - Mercator	Déplacement et augmentation de 4 ternes 380 kV et 1 terne 150 kV pour le passage des navires	2023	2027-2030	À l'étude	Report du client
37	Bruges - Eeklo Nord	Démantèlement ligne 150kV	2020	2020	Réalisé	
38	Bruges - Eeklo Nord	Nouveau câble 150kV	2020	2020	Réalisé	
39	Bruges - Eeklo Pokmoer	Démantèlement ligne 150kV	2020	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
40	Belgique - Allemagne	Nouvelle interconnexion HVDC Allemagne - Belgique	après 2028	2038	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
41	Aubange - Moulaine	Installation de deux transformateurs déphaseurs à Aubange 220 kV	2021	2021	Réalisé	
42	Avelin - Avelgem - Horta	Mise à niveau ligne en conducteurs HTLS 380 kV	2021	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
43	Lonny-Achêne-Gramme	Phase 1 : installation du transformateur déphaseur 380 kV	2025	2025	Planifié	
44	Lonny-Achêne-Gramme	Phase 2 : Mise à niveau avec un conducteur HTLS et un deuxième PST ou une solution alternative 380 kV	2030	2030-2032	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
45	Sur le plan national	Installation de groupes diesel et d'un réseau satellite privé sur 456 postes	2018-2029	2018-2028	En exécution	
46	Sur le plan national	Protection des postes et des sites	/	/	En exécution	
47	Sur le plan national	Extension et renforcement du réseau de fibres optiques	/	/	En exécution	
48	Sur le plan national	Investissements pour l'installation d'Ampacimons	/	En continu	En exécution	
49	Amoco (Geel)	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2022	En exécution	Révision du programme de travail
50	Balles	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2023	En exécution	Révision du programme de travail
51	Beerse	Nouvelle sous-station de 150/15 kV	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
52	Beerse - Rijkevorsel	Nouveau câble 150kV	2020	2020	Réalisé	
53	Beerse - Turnhout - Mol	Mise à niveau ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (150 kV)	2022	N/A	Annulé	Optimisation par une solution alternative
54	Burcht	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2026	En exécution	Révision du programme de travail
55	Damplein	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA dans une sous-station existante	2025 - 2030	2027	À l'étude	
56	Ekeren	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2023	En exécution	Révision du programme de travail
57	Heist-op-den-Berg	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2023	2028	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
58	Herentals	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	2025 - 2030	2023	Planifié	Révision du programme de travail
59	Herentals - Heze	Nouveau câble 150kV	2021	2023	À l'étude	Révision du programme de travail
60	Herentals - Poederlee	Nouveau câble 150kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
61	Hoogstraten	Nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA et transformateur 150/15 kV de 50 MVA	2025 - 2030	2029	À l'étude	
62	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nouveau câble 150kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	
63	Lint	Remplacement supplémentaire haute tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2032	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
64	Lint	Remplacement du transformateur 380/150 kV par un transformateur de 555 MVA et remplacement de la sous-station haute tension 380 kV	2025 - 2030	2032	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
65	Lint - Mortsel	Mise à niveau câbles ligne 150 kV	2025 - 2030	N/A	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes
66	Lint - Putte	Remplacement des équipements sur la ligne 150 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	Optimisation par une solution alternative
67	Lint - Schelle	Mise à niveau câbles ligne 150 kV	2025 - 2030	N/A	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes
68	Malle	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2024	2026	Planifié	Révision du programme de travail
69	Massenhoven	Remplacement haute tension sous-station 150 kV	2024	2032	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes
70	Massenhoven - Merksem	Remplacement ligne 150 kV	2023	2030	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes
71	Massenhoven - Poederlee	Remplacement de la ligne 150 kV existante par la boucle de la Campine	2020	2022	En exécution	Révision du programme de travail
72	Meerhout	Mise en place de la transformation 150/15 kV avec deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	2020	2020	Réalisé	
73	Merksem	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2021	Réalisé	
74	Merksem - Damplein	Déplacement des câbles 150 kV vers un nouveau tunnel de câbles	2021	2023	En exécution	Obtention du permis et des coupes nécessaires
75	Merksem - Mortsel	Mise à niveau câbles ligne 150 kV	2024	N/A	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes
76	Mol - Poederlee	Remplacement de la ligne 150 kV existante par la boucle de la Campine	2023	2033	Planifié	Révision des hypothèses sous-jacentes
77	Mortsel	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2020	2022	En exécution	Révision du programme de travail
78	Mortsel - Zurenborg	Remplacement câble 150 kV	2021	2021	Réalisé	
79	Oelegem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
80	Petrol (Anvers Sud)	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA et remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	Révision du programme de travail
81	Petrol (Anvers Sud) - Zurenborg	Remplacement câble 150 kV	2020	2020	Réalisé	
82	Putte	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2024	2025	À l'étude	Révision du programme de travail
83	Rijkevorsel	Démantèlement d'une sous-station 70 kV et remplacement du transformateur de 70/15 kV par un transformateur 150/15 kV de 50 MV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
84	Rijkevorsel	Nouvelle sous-station 150 kV	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
85	Scheldelaan	Remplacement haute tension sous-station 150 kV	2020	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
86	Scheldelaan	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
87	Sidal (Duffel)	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2023	2025	À l'étude	Révision du programme de travail
88	Turnhout	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA dans une sous-station existante	2022	N/A	Annulé	Optimisation par une solution alternative
89	Wommelgem	Remplacement haute tension et basse tension de la sous-station 150 kV	2023	2025	À l'étude	Optimisation par une solution alternative
90	Zandvliet	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
91	Zevende Havendok	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
92	Zwijndrecht	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2022	2024	En exécution	Révision du programme de travail
93	Bruegel - Héliport	Nouveau câble 150kV	2020	2022	Réalisé	Révision du programme de travail en raison de l'incendie dans la galerie Sainctelette
94	Bruegel - Berchem Ste-Agathe	Nouveau câble 150kV	2021	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
95	Dhanis	Remplacement d'un transformateur 150/36kV de 125 MVA par un transformateur de 125 MVA	après 2030	2030-2034	Planifié	

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
96	Ixelles	Remplacement de transformateurs 150/36 kV par de nouveaux transformateurs de 125 MVA	2022	2028	Planifié	Révision du programme de travail et révision des hypothèses sous-jacentes
97	Héliport	Construction sous-station 150 kV et nouveau transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2021	2023	En exécution	Révision du programme de travail
98	Héliport - Molenbeek	Nouveau câble 150kV	2020	2022	Réalisé	Révision du programme de travail en raison de l'incendie dans la galerie Sainctelette
99	Héliport - Pachéco	Nouveau câble 150kV	2020	2022	Réalisé	Révision du programme de travail en raison de l'incendie dans la galerie Sainctelette
100	Keizer Karel	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA	2025 - 2030	2027	À l'étude	
101	Molenbeek	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA	2024	2027	Planifié	Révision du programme de travail
102	Molenbeek	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
103	Molenbeek - Berchem-Sainte-Agathe	Nouveau câble 150kV	2021	2023	En exécution	Révision du programme de travail
104	Quai Demets	Remplacement d'un transformateur 150/36kV de 70 MVA par un transformateur de 125 MVA	2025 - 2030	2028	Planifié	
105	Quai Demets - Sud	Nouveau câble 150kV	2025 - 2030	2028	Planifié	
106	Schaerbeek	Nouveau transformateur 150/36kV de 125 MVA	2023	2023	En exécution	
107	Schaerbeek	Remplacement transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2023	2023	En exécution	
108	Berchem-Sainte-Agathe	Nouvelle sous-station 150 kV	2021	2022	En exécution	Obtention permis
109	Forest	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2024	2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
110	Sud	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et transformateur 150/36 kV par un de 125 MVA	2021	2024	En exécution	Révision du programme de travail
111	Antoing - Mouscron	Retrofit ligne 150 kV	2025 - 2030	N/A	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes
112	Bascoup	Démantèlement de la sous-station 70 kV et remplacement de la sous-station haute tension 150 kV	2022	2023	Planifié	Révision du programme de travail
113	Baudour	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2024	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
114	Baudour - Chièvre	Retrofit ligne 150 kV	2023	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
115	Binche - Trivières	Nouveau câble 150kV	2022	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
116	Binche - Trivières	Remplacement ligne (150 kV)	2022	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
117	Boel La Louvière	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et restructuration 30 kV	2025 - 2030	2027	Planifié	Révision du programme de travail
118	Chievres - Gaurain	Retrofit de la ligne 150 kV	2020	2022	Planifié	Révision du programme de travail
119	Ciply	Restructuration de la sous-station (migration partielle à 150 kV) et installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2022	2023	En exécution	Obtention permis
120	Ciply - Pâturages	Nouveau câble 150kV	2021	2023	Planifié	Obtention permis
121	Couvin	Nouvelle sous-station 150 kV avec transformateur 150/12 kV 50 MVA	après 2030	après 2030		

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
122	Dottignies	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
123	Fleurus	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
124	Gaurain - Ruien	Retrofit de la liaison existante 15 kV	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
125	Gilly - Jumet - Gouy	Nouvelle liaison 150kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	Révision du programme de travail
126	Gosselies distribution	Création d'une 2e injection 150 kV en moyenne tension	2025 - 2030	N/A	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes
127	Gouy	Remplacement haute tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	
128	Gouy	Remplacement haute tension sous-station 150 kV et transformateur 150/70 kV de 90 MVA	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
129	Gouy	Remplacement basse tension sous-station 380 kV	2025 - 2030	2031	À l'étude	Révision du programme de travail
130	Gouy	Remplacement basse tension sous-station 380 kV	2025 - 2030	2031	À l'étude	Révision du programme de travail
131	Gouy - Monceau	Retrofit ligne 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
132	Hanzinelle	Nouvelle sous-station 150 kV avec transformateur 150/70 kV 145 MVA	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
133	Harchies - Quevaucamps	Remplacement ligne 150 kV	2022	2022	En exécution	
134	Harmignies	Nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans une nouvelle sous-station	2022	2024	En exécution	Obtention permis
135	Harmignies - Ciply	Mise à niveau de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure sur un terne (150 kV)	2022	2022	Planifié	
136	Harmignies - Ville-sur-Haine	Exploitation du 2e terne de la ligne existante sur 150 kV	2021	2023	Planifié	Obtention permis
137	Jemappes	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2024	2024	Planifié	
138	Jumet	Deux nouveaux transformateurs 150/10 kV de 40 MVA dans une sous-station 150 kV existante	2025 - 2030	2028	À l'étude	Révision du programme de travail
139	Marche-lez-Écaussinnes	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2020	2022	En exécution	Révision du programme de travail
140	Marquain	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
141	Mouscron	Remplacement haute tension et basse tension par une nouvelle sous-station GIS 150 kV	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
142	Mouscron - Wevelgem	Remplacement des câbles ligne 150 kV	2023	2025	À l'étude	Révision du programme de travail
143	Monceau	Remplacement haute tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	Révision du programme de travail
144	Montignies - Hanzinelle - Neuville	Nouveau câble 150kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
145	Neuville	Nouvelle sous-station 150 kV avec un nouveau transformateur 150/11 kV 50 MVA et un réacteur shunt 150 kV 75 Mvar, et raccordement des liaisons 150 kV et du transformateur existant 150/70 kV à cette sous-station	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
146	Neuville - Couvin	Deux nouveaux câbles 150 kV (exploités à 70 kV)	après 2030	2035	À l'étude	
147	Pâturages	Restructuration de la sous-station (migration partielle à 150 kV) et installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2021	2024	Planifié	Révision du programme de travail

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
148	Tergnée	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
149	Thuillies	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA en repiquage sur une ligne existante	2021	2023	En exécution	Révision du programme de travail
150	Thy-le-Château	Nouveau transformateur 150/70 kV 90 MVA	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
151	Thy-le-Château - Hanzinelle	Nouveau câble 150 kV (exploité à 70 kV)	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
152	Thy-le-Château - Solre	Deux nouveaux câbles 150 kV (dont l'un est exploité à 70 kV)	après 2030	2035	À l'étude	Révision du programme de travail
153	Trivières	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2022	2023	Décidé	Révision du programme de travail
154	Ville-sur-Haine	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA, nouveau transformateur 150/70 kV 90 MVA et remplacement de la partie II de la sous-station haute tension et basse tension 150 kV.	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
155	Beringen	Démantèlement sous-station 70 kV et remplacement transformateurs de 70/10 kV par un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2023	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
156	Beringen	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV et transformateur 150/10 kV par un nouveau de 40 MVA	2021	2022	À l'étude	Révision du programme de travail
157	Beringen - Tessenderlo Industriepark	Nouveau câble 150kV	2023	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
158	Brustem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
159	Eisden	Remplacement haute tension, basse tension sous-station 150 kV, et transformateur 150/70 kV par un nouveau de 145 MVA	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
160	Eisden	Remplacement d'un transformateur 150/10 kV par un de 40 MVA	2023	2023	Décidé	
161	Godsheide	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2021	2023	À l'étude	Révision du programme de travail
162	Hercules (Beringen)	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2021	2022	En exécution	Révision du programme de travail
163	Herderen (Riemst)	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2024	2028	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
164	Lanaken	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2023	2023	En exécution	
165	Langerlo	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2023	En exécution	Report du client
166	Langerlo - Stalen	Remplacement des câbles ligne 150 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	Révision du programme de travail
167	Lommel	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2022	Décidé	Révision du programme de travail et révision des hypothèses sous-jacentes
168	Lummen	Démantèlement ligne 70 kV et remplacement transformateur 70/10 kV par un transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2023	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
169	Overpelt	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2021	2022	En exécution	Révision du programme de travail
170	Stalen	Remplacement haute tension, basse tension sous-station 150 kV, et transformateur 150/70 kV par un nouveau de 145 MVA	2022	2024	En exécution	Révision du programme de travail
171	Stalen - Eisden	Remplacement des câbles ligne 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
172	Tessenderlo Industriepark	Nouveau transformateur 150/70 kV dans une sous-station existante 150 kV	2023	2026	À l'étude	Révision du programme de travail

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
173	Amel	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans une sous-station existante	2023	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
174	Amel - St. Vith	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	après 2030	2031	À l'étude	Révision du programme de travail
175	Amel - Stephanshof	Déconnexion des deux ternes 110 kV	2023	2023	En exécution	
176	Ans	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	2023	NA	Annulé	Optimisation par une solution alternative
177	Avernas	Remplacement basse tension de la sous-station 150 kV	2022	2023	Décidé	Révision du programme de travail
178	Awirs	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	2022	N/A	Annulé	Optimisation par une solution alternative
179	Awirs	Remplacement basse tension sous-station 220 kV	2024	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
180	Awirs - Rimière	Démantèlement de la ligne 150 kV	2023	2023	Décidé	
181	Bévercé	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA dans une sous-station existante	2023	2023	Décidé	
182	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	2023	2023	En exécution	
183	Bressoux	Nouveau transformateur 150/15kV de 50 MVA	2024	2025	À l'étude	Révision du programme de travail
184	Bronrome - Heid-de-Goreux	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	2025 - 2030	2031	À l'étude	Révision du programme de travail
185	Brume	Nouveau transformateur 380/110 kV de 300 MVA	2022	2023	Réalisé	Révision du programme de travail
186	Brume	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 220 kV	2022	2024	En exécution	Révision du programme de travail
187	Brume	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 380 kV	2021	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
188	Brume - Trois-Ponts	Déconnexion des deux ternes 110 kV	2023	2023	En exécution	
189	Butgenbach	Nouveau transformateur 110/15 kV dans sous-station existante	2023	2023	Décidé	
190	Cheratte	Deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA et remplacement basse tension et haute tension sous-station 150 kV	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
191	Eupen	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2024	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
192	Hannut	Nouvelle sous-station avec un transformateur 150/70 kV de 90 MVA et deux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	2021	2024	Décidé	Révision du programme de travail
193	Haute-Sarte	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2023	2027	Planifié	Révision du programme de travail
194	Heid-de-Goreux	Extension de la sous-station à 110 kV (exploitation à 70 kV)	2024	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
195	Houffalize	Remplacement basse tension sous-station 220 kV	2023	2024	Planifié	Révision du programme de travail
196	Jupille	Remplacement basse tension sous-station 220 kV	2022	2022	Réalisé	
197	Leval	Remplacement basse tension sous-station 220 kV	2021	2025	Décidé	Révision du programme de travail
198	Lixhe	Adaptations de la ligne 150 kV : travaux de bretellage	2020	2020	Réalisé	
199	Lixhe	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2022	2024	Planifié	Révision du programme de travail
200	Romsée	Remplacement basse tension sous-station 220 kV	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
201	Romsée, Houffalize, Seraing	Déplacement du transformateur 220/70/15 de 90 MVA de Romsée à Houffalize Déplacement du transformateur 220/70/15 de 60 MVA de Houffalize à Seraing	2021	2021	Réalisé	
202	Sart-Tilman	Nouveau câble 220 kV (dérivation du transformateur 220/70/70 kV sur la ligne Seraing - Romsée)	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
203	Sart-Tilman	Déplacement du transformateur 220/70/70 kV 2*80 MVA de Jupille au Sart-Tilman	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
204	Tihange	Remplacement basse tension sous-station 380 kV	2021	2025	Décidé	Révision des hypothèses sous-jacentes
205	Trois-Ponts	Nouvelle sous-station 110 kV et nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA	2022	2023	Réalisé	Révision du programme de travail
206	Vottem	Adaptations de la ligne 150 kV : travaux de bretellage	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
207	Aubange - Villeroux	Réparations des fondations de la ligne 220 kV - 2e phase	2021	2025	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes et modification du planning de travail
208	Bomal	Nouveau transformateur 220/70 kV de 110 MVA en repiquage sur la ligne Rimière-Villeroux	après 2030	2032	À l'étude	Révision du programme de travail
209	Bomal	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
210	Fays-les Veneurs - Orgeo	Remplacement de la ligne 70 kV à un terne par une ligne 110 kV à deux ternes	2025 - 2030	2029	À l'étude	
211	Fays-les Veneurs	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	2021	2023	En exécution	Révision du programme de travail
212	Latour	Nouveau transformateur 220/15 kV de 50 MVA	2025 - 2030	2026	Planifié	
213	Marcourt	Restructuration sous-station 220 kV	après 2030	2032	À l'étude	Révision du programme de travail
214	Neufchâteau	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	2021	2022	En exécution	Révision du programme de travail
215	Neufchâteau - ligne Orgeo-Villeroux	Nouveau câble 110 kV	2022	2025	Planifié	Révision du programme de travail
216	Orgeo	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	2023	2025	En exécution	Révision du programme de travail
217	Saint-Vith	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	2025 - 2030	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
218	Villeroux	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 220 kV	2022	2024	En exécution	Révision du programme de travail
219	Villers-sur-Semois	Remplacement d'une sous-station 110 kV (exploitée à 70 kV)	2023	2029	Planifié	Révision du programme de travail
220	Auvelais	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2023	2025	Planifié	Révision du programme de travail
221	Auvelais - Gembloux	Renforcement à 150 kV de la liaison	2022	2022	En exécution	
222	Bois-de-Villers - Fosse-la-Ville	Nouvelle ligne 110 kV	2025 - 2030	après 2034	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
223	Champion	Remplacement basse tension sous-station 380 kV	2023	2024	En exécution	Révision du programme de travail
224	Florée - Miécret	Nouvelle ligne 110 kV	2023	après 2034	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
225	Hastière - Pondrome	Mise à niveau de la ligne pour permettre l'exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2024	2025	Décidé	Révision du programme de travail
226	Les Isnes	Nouveau transformateur 110/12 kV de 40 MVA en antenne à Leuze	après 2030	après 2034	À l'étude	Report du client
227	Leuze - Waret	Remplacement et mise à niveau poste pour permettre une exploitation à une tension supérieure (110 kV)	après 2030	après 2034	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
228	Marche- les-Dames	Remplacement et mise à niveau sous-station pour permettre une exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2021	2024	En exécution	Révision du programme de travail
229	Miecret	Remplacement et mise à niveau sous-station pour permettre une exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2024	2027	Planifié	Révision du programme de travail
230	Seilles	Remplacement et mise à niveau sous-station pour permettre une exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2024	2027	Planifié	Révision du programme de travail
231	Warnant	Remplacement et mise à niveau sous-station pour permettre une exploitation à une tension supérieure (110 kV)	2021	2023	En exécution	Obtention permis
232	Alost	Remplacement haute tension, basse tension sous-station 150 kV et transformateur 150/70 kV de 125 MVA par un nouveau de 145 MVA	2023	2026	En exécution	Obtention permis
233	Alost Nord	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2024	2025	À l'étude	Révision du programme de travail
234	Aalter	Remplacement basse tension et haute tension sous-station 150 kV	2021	2021	Réalisé	
235	Aalter Bekaertlaan	Remplacement d'un transformateur 150/36 kV 65 MVA par un nouveau transformateur de 125 MVA	2024	2025	À l'étude	Révision du programme de travail
236	Deinze	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
237	Deinze - Ruien	Remplacement des câbles ligne 150 kV	2025 - 2030	2031	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
238	Doel	Remplacements des couplages longitudinaux haute tension et basse tension sous-station 380 kV	2022	2022	Réalisé	
239	Doel - Mercator	Adaptations des pylônes de la ligne 150 kV pour le Saeftinghedok	2023	N/A	Annulé	Révision des hypothèses sous-jacentes
240	Doel - Mercator	Adaptations des pylônes de la ligne 380 kV pour le Saeftinghedok	2023	2026	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
241	Drongen	Remplacement haute tension, basse tension sous-station 150 kV, et transformateur 150/36 kV 65 MVA par un nouveau de 125 MVA	2025 - 2030	2027	À l'étude	
242	Eeklo Pokmoer	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV, et des transformateurs 150/36 kV 65 MVA par un nouveau de 125 MVA	2023	2028	À l'étude	Révision du programme de travail
243	Eeklo Pokmoer - Langerbrugge	Remplacement des câbles ligne 150 kV	2025 - 2030	2035	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
244	Flora (Merelbeke)	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	
245	Heimolen	Restructuration sous-station et remplacement basse tension sous-station 150 kV	2022	2024	En exécution	Révision du programme de travail
246	Kennedylaan	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2024	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
247	Kluizendok (Gand)	Nouveau transformateur 150/36 kV 125 MVA sur nouveau site en repiquage sur ligne existante 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	
248	Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Déplacement de pylônes sur la ligne 150 kV	2020	N/A	Annulé	Report du client
249	Lokeren Vijgenstraat	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2023	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
250	Mercator (Kruibeke)	Remplacement basse tension sous-station 380 kV en raison d'une nouvelle structure de réseau 380 kV	2020	2020	Réalisé	

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
251	Merchtem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV, transformateur 150/70 kV et transformateur 150/15 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	
252	Ninove	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	
253	Audenarde	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2023	2026	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
254	Ringvaart	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2022	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
255	Ruien	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2020	2025	En exécution	Révision du programme de travail
256	Saint-Gilles - Dendermonde	Nouvelle sous-station 150 kV et nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA	2025 - 2030	2027	À l'étude	
257	Wortegem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2023	2025	À l'étude	Révision du programme de travail
258	Zele Industrie	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	
259	Bruegel	Remplacement haute tension sous-station 150 kV	2021	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
260	Bruegel	Remplacement haute tension sous-station 380 kV	2023	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
261	Bruegel - Dilbeek	Remplacement ligne 150 kV	2025 - 2030	après 2034	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
262	Bruegel - Pont Brûlé	Remplacement des câbles et équipements sur la ligne 150 kV	2025 - 2030	2030-2034	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
263	Diest	Nouveau transformateur 150/70 kV 145 MVA	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
264	Diest	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2023	2029	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
265	Diest - Meerhout	Nouveau câble 150kV	2025 - 2030	N/A	Annulé	Optimisation par une solution alternative
266	Dilbeek	Démantèlement sous-station 150 kV	2023	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
267	Drogenbos - Buizingen	Remplacement de toute la ligne 150 kV - Restructuration 150 kV	2020	2022	En exécution	Révision du programme de travail
268	Eizeringen	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA en repiquage sur une ligne existante	2021	2023	En exécution	Révision des hypothèses sous-jacentes
269	Gasthuisberg (Louvain)	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA et nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2020	2020	Réalisé	
270	Grimbergen	Remplacement basse tension et certains appareils haute tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	
271	Heist-op-den-Berg	Nouvelle sous-station 150 kV et nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
272	Kobbegem	Nouveau transformateur 150/15 kV de 50 MVA en repiquage sur une ligne existante	2024	2027	Planifié	Révision du programme de travail
273	Lint - Pont Brûlé	Remplacement des équipements sur la ligne 150 kV	2025 - 2030	2030	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
274	Machelen	Remplacement de deux transformateurs 150/36 kV par nouveaux transformateurs 125 MVA	2025 - 2030	2029	Planifié	
275	Machelen - Woluwe	Nouveau câble 150 kV pour remplacer un ancien câble à huile fluide	2020	2022	En exécution	Révision du programme de travail
276	Relegem	Démantèlement dérivation 150 kV, sous-station 150 kV et transformateur 150/36 kV	2024	2027	À l'étude	Révision du programme de travail
277	Rhode-Saint-Genèse	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et installation d'un deuxième transformateur 150/36 kV de 125 MVA	2021	2024	En exécution	Révision des hypothèses sous-jacentes

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
278	Tirlemont	Nouveau transformateur 150/70 kV de 145 MVA	2020	2022	En exécution	Révision du programme de travail
279	Pont Brûlé	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 380 kV et 150 kV	2022	2026	En exécution	Optimisation par une solution alternative
280	Pont Brûlé - Vilvoorde Havendoklaan	Nouveau câble 150 kV pour remplacer un ancien câble à huile fluide	2025 - 2030	2024	À l'étude	Synergie avec d'autres travaux
281	Wespelaar	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
282	Eigenbrakel	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2022	N/A	Annulé	Repris dans ID 1001 FOP 2024-2034
283	Korbeek	Remplacement basse tension sous-station 150 kV et restructuration 36 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
284	Nivelles	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
285	Oostkerk	Extension sous-station 150 kV	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
286	Oostkerk	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
287	Oostkerk - Buizingen	Remplacement de la ligne 150 kV par un câble	2021	2023	Décidé	Révision du programme de travail
288	Oostkerk - Gouy	Remplacement ligne 150 kV	2023	N/A	Annulé	Optimisation par une solution alternative
289	Waterloo	Nouveau transformateur 150/11kV de 50 MVA	2025 - 2030	2029	À l'étude	
290	Waterloo - Eigenbrakel	Nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA raccordé au nouveau câble 150 kV	2025 - 2030	2029	À l'étude	
291	Beerst	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
292	Beveren	Ajout d'une nouvelle travée de ligne 150 kV et remplacement basse tension sous-station 150 kV	2022	N/A	Annulé	Repris dans ID 1102 FOP 2024-2034
293	Beveren - Pittem	Mise à niveau de la ligne existante 70 kV pour permettre une exploitation à 150 kV	2022	N/A	Annulé	Repris dans ID 1101 FOP 2024-2034
294	Brugge Waggelwater - Slijkens	Travaux de réparation sur la ligne 150 kV	2020	2022	Réalisé	Révision du programme de travail
295	Brugge Waggelwater - Slijkens	Remplacement de la ligne existante 150 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	
296	Desselgem	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2020	2021	Réalisé	Révision du programme de travail
297	Harelbeke	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2024	2025	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
298	Heule	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
299	Ypres	Nouveau transformateur 150/15kV de 50 MVA	2023	2023	En exécution	
300	Ypres Nord	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
301	Izegem	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2022	2023	En exécution	Révision du programme de travail
302	Izegem - Harelbeke - Desselgem	Remplacement ligne 150 kV	après 2030	2035	À l'étude	
303	Coxyde	Nouveau transformateur 150/36kV de 125 MVA	2025 - 2030	2029	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
304	Coxyde	Extension sous-station 150 kV avec nouveau transformateur 150/11 kV de 50 MVA	2025 - 2030	2025	En exécution	Révision du programme de travail
305	Coxyde - Slijkens	Nouvel élément de limitation du courant (réacteur shunt ou transformateur déphaseur 150/150 kV)	2021	2025	Réalisé	Révision du programme de travail

ID – FOP 2020 – 2030	LOCALISATION	DESCRIPTION	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉCÉDENTE	DATE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE	STATUT	RAISON DU CHANGEMENT
306	Kuurne	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	
307	Menin Ouest	Remplacement haute tension et basse tension sous-station 150 kV	2024	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
308	Bas-Warneton	Extension sous-station 150 kV avec deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA	2023	2026	En exécution	Révision du programme de travail et obtention de permis
309	Bas-Warneton - Wevelgem	Nouveau câble 150kV	2023	2025	Planifié	Révision du programme de travail
310	Oostrozebeke	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2028	À l'étude	Révision du programme de travail
311	Pittem	Nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA et remplacement basse tension sous-station 150 kV	2022	N/A	Annulé	Repris dans ID 1101 FOP 2024-2034
312	Pittem	Remplacement d'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2022	N/A	Annulé	Repris dans ID 1101 FOP 2024-2034
313	Rumbeke	Deux nouveaux transformateurs 150/15 kV de 50 MVA et remplacements haute et basse tension sous-station 150 kV	2023	2029	À l'étude	Révision du programme de travail
314	Vive-Saint-Bavon	Simplification 70 kV et extension/remplacement sous-station 150 kV	2021	2026	À l'étude	Révision du programme de travail
315	Slijkens	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	
316	Tielt	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2027	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
317	West-Rozebeke	Remplacement basse tension sous-station 150 kV	2025 - 2030	2026	À l'étude	
318	Wevelgem	Remplacement haute tension et basse tension de la sous-station 150 kV	2023	2025	Planifié	Révision du programme de travail
319	Zedelgem	Nouvelle sous-station 150 kV et nouveau transformateur 150/36 kV 125 MVA	2025 - 2030	2033	À l'étude	Révision des hypothèses sous-jacentes
320	Zeebrugge	Remplacement de deux transformateurs 150/36 kV par nouveaux transformateurs 125 MVA	2025 - 2030	2027	À l'étude	

7.7 CBA Nautilus

ELIA

		2030			2035					2040				
SCENARIO		EP	FF55	REEU	EP	FLEX+	GI	LRES	E-PROS	EP	FLEX+	GI	LRES	E-PROS
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché < 500 €/MWh)		60	140	190	90	180	190	190	210	90	170	170	220	210
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché > 500 €/MWh)		0	0	10	10	20	10	50	20	10	30	50	60	90
Augmentation du bien-être européenne [M€ par an]		90	180	250	120	190	180	220	210	110	190	170	260	240
Variation des émissions de CO_2 [kTONNE par an]		-600	-900	-1100	-600	-300	-700	-800	-300	-500	-300	-700	-700	-300
Bien-être supplémentaire dû à la variation des émissions de CO_2 [M€ par an]	High	80	70	90	170	70	150	170	70	210	110	240	240	110
	Central	30	0	0	70	20	40	40	20	100	40	80	80	40
Intégration de SER [GWh par an]		< 100	700	1.300	200	200	500	700	400	600	700	900	1.000	1.100

7.8 CBA Van Eyck - Maasbracht

ELIA

		2030			2035					2040				
SCENARIO		EP	FF55	REEU	EP	FLEX+	GI	LRES	E-PROS	EP	FLEX+	GI	LRES	E-PROS
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché < 500 €/MWh)		10	0	0	0	0	20	20	10	10	30	50	50	40
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché > 500 €/MWh)		0	0	10	0	10	10	10	10	10	0	10	10	30
Augmentation du bien-être européenne [M€ par an]		30	50	60	40	70	80	80	90	60	100	90	140	120
Variation des émissions de CO_2 [kTONNE par an]		-200	-200	-200	-200	-100	-300	-300	-200	-300	-300	-300	-300	-300
Bien-être supplémentaire dû à la variation des émissions de CO_2 [M€ par an]	High	30	20	20	50	30	70	70	40	130	110	110	110	110
	Central	10	0	0	20	10	20	20	10	60	40	40	40	40
Intégration de SER [GWh par an]		100	300	500	< 100	100	800	600	100	500	< 100	1300	2000	600

7.9 CBA Offshore Energy Hub

ELIA

SCENARIO		2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché < 500 €/MWh)		10	50	60	80	50	10	40	60	80	70
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché > 500 €/MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	10	0
Augmentation du bien-être européenne [M€ par an]		30	40	20	30	40	30	40	20	40	40
Variation des émissions de CO_2 [kTONNE par an]		-200	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100
Bien-être supplémentaire dû à la variation des émissions de CO_2 [M€ par an]	High	50	30	30	30	30	40	30	30	30	30
	Central	20	10	10	10	10	20	10	10	10	10
Intégration de SER [GWh par an]		100	100	100	100	200	100	100	100	100	100

7.10 CBA BE-DE II

ELIA

SCENARIO		2030 EP	2030 FF55	2030 REEU	2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché < 500 €/MWh)		20	60	100	20	40	60	70	50	40	50	70	80	90
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché > 500 €/MWh)		0	0	10	20	20	10	0	10	10	0	0	20	0
Augmentation du bien-être européenne [M€ par an]		60	140	210	80	110	160	150	120	110	130	210	210	160
Variation des émissions de CO_2 [kTONNE par an]		-500	-600	-500	-700	-200	-600	-500	-200	-600	-100	-200	-100	-100
Bien-être supplémentaire dû à la variation des émissions de CO_2 [M€ par an]	High	60	50	40	200	40	130	110	40	260	30	70	30	30
	Central	20	0	0	90	10	30	30	10	120	10	20	10	10
Intégration de SER [GWh par an]		200	500	400	300	300	800	700	600	200	600	800	700	800

7.11 CBA Lonny - Achêne - Gramme

ELIA

SCENARIO		2030 EP	2030 FF55	2030 REEU	2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché < 500 €/MWh)		30	40	40	30	60	30	50	50	20	40	30	50	10
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché > 500 €/MWh)		10	10	10	0	0	10	10	0	0	0	0	10	100
Augmentation du bien-être européenne [M€ par an]		70	110	140	50	110	80	110	130	60	140	90	150	140
Variation des émissions de CO_2 [kTONNE par an]		-600	-600	-600	-400	-400	-400	-500	-300	-300	-300	-300	-400	-200
Bien-être supplémentaire dû à la variation des émissions de CO_2 [M€ par an]	High	80	50	50	110	80	80	110	70	130	110	110	140	70
	Central	30	0	0	50	20	20	30	20	60	40	40	50	20
Intégration de SER [GWh par an]		< 100	200	400	100	100	300	400	400	300	300	500	800	800

7.12 CBA TritonLink

ELIA

SCENARIO		2030 EP	2030 FF55	2030 REEU	2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché < 500 €/MWh)		70	150	160	70	210	220	270	230	60	210	190	270	240
Augmentation du bien-être belge [M€ par an] (prix du marché > 500 €/MWh)		10	10	10	30	20	30	60	20	30	40	50	60	110
Augmentation du bien-être européenne [M€ par an]		90	260	300	120	340	350	470	370	150	380	330	450	430
Variation des émissions de CO_2 [kTONNE par an]		-3.200	-2.700	-2.400	-2.800	-1.900	-1.800	-2.100	-2.000	-2.100	-1.200	-1.300	-1.400	-1.400
Bien-être supplémentaire dû à la variation des émissions de CO_2 [M€ par an]	High	410	210	190	790	400	380	440	430	910	410	460	490	490
	Central	130	0	0	340	100	90	110	110	430	140	160	170	170
Intégration de SER [GWh par an]		9.900	10.300	10.000	10.400	10.600	10.300	10.300	10.600	9.800	10.200	10.000	10.200	10.000

7.13 Figures

FIGURE 3.3 : RÉSULTATS DE L'IOSN 2022 À L'HORIZON 2030 DANS LE SCÉNARIO « NATIONAL TRENDS »

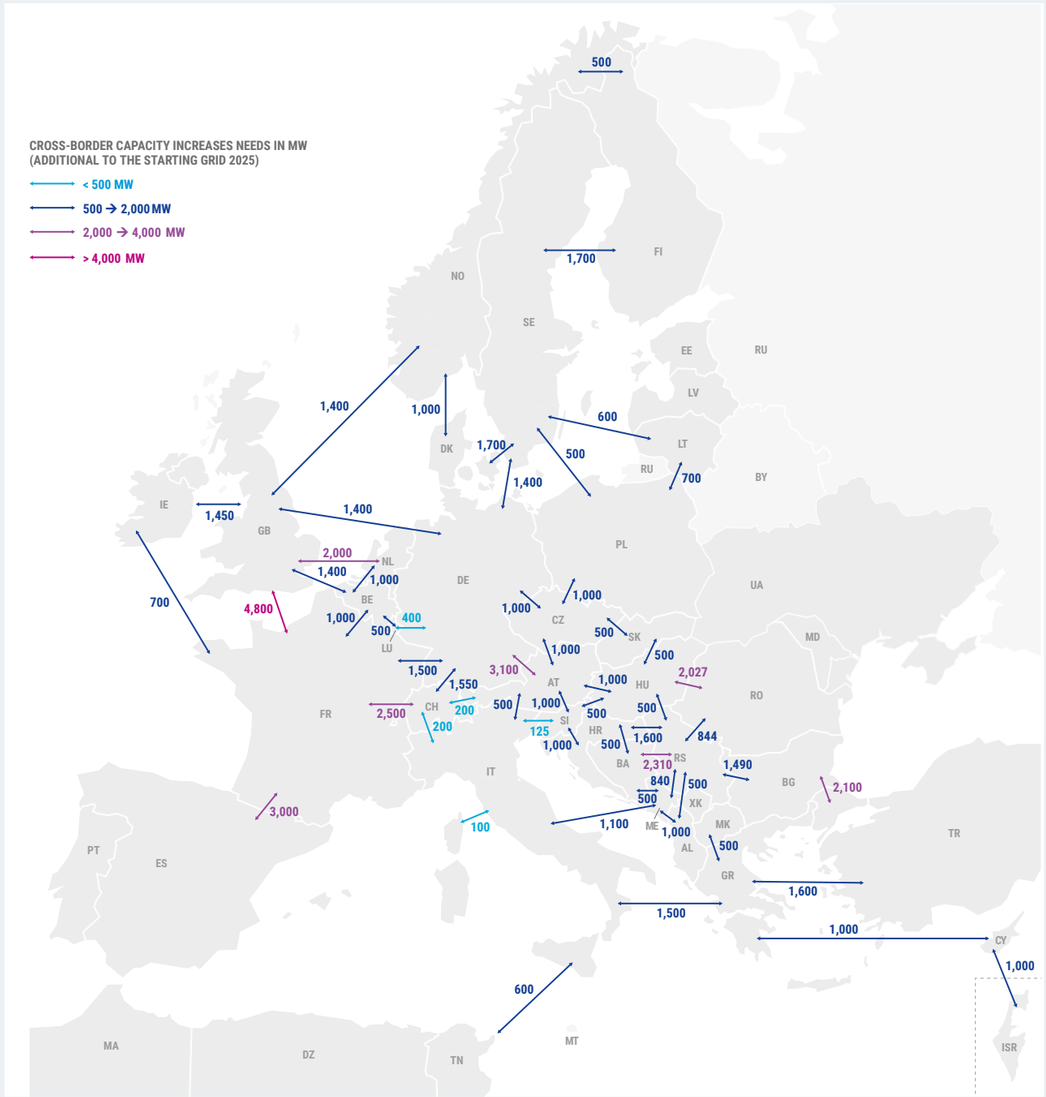


FIGURE 3.4 : RÉSULTATS DE L'IOSN 2022 À L'HORIZON 2040 DANS LE SCÉNARIO « NATIONAL TRENDS »

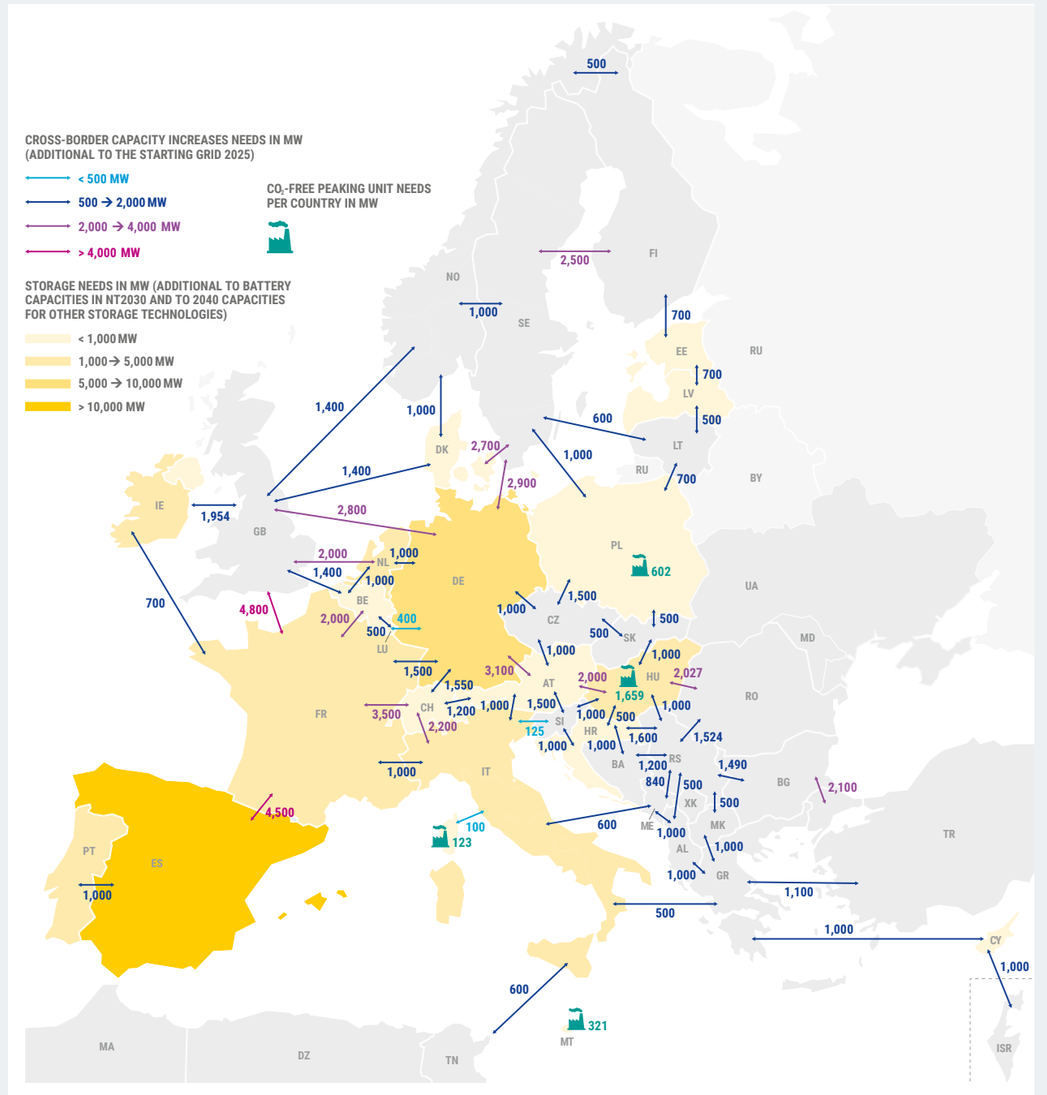
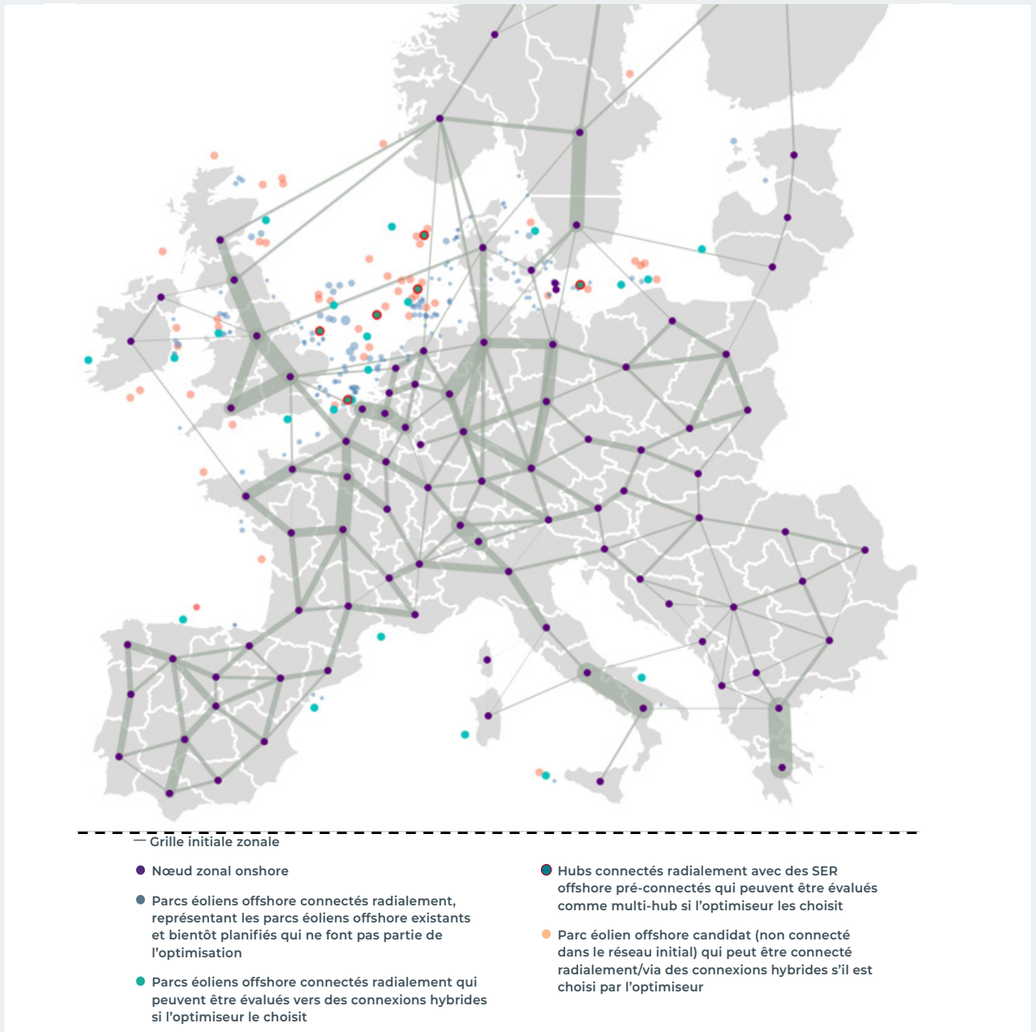


FIGURE 3.7 : MODÈLE ZONAL ET POTENTIEL DES SER OFFSHORE POUR L'ÉTUDE IOSN KARI D'ICI 2035



7.14 Abbréviations

AC	Courant alternatif
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Directive
AIS	Air Insulated Substation / Switchgear
BESS	Battery Energy Storage System
CAPEX	Capital Expenditure
CBA	Cost-Benefit Analysis
CCMD	Consumer-Centric Market Design
CCS	Captage et stockage du carbone
CEF	Connecting Europe Facility
CEP	Clean Energy Package
CREG	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
CRM	Mécanisme de rémunération de la capacité
DC	Courant continu
DSR	Demande Side Response
EED	Energy Efficiency Directive
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESR	Effort Sharing Regulation
ETS	Emission Trading Scheme
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GIS	Gas Insulated Substation / Switchgear
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
HTLS	High Temperature Low Sag
HVAC	Courant alternatif haute tension
HVDC	Courant continu haute tension
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
IoSN	Identification des besoins du système
IP	Internet Protocol
NID	Nature Inclusive design
OCGT	Turbine à gaz à circuit ouvert
PIC	Projet d'intérêt commun
PMI	Project of Mutual Interest
PNEC	Plan national énergie-climat
RFNBO	Renewable fuels of non biological origin
SER	Sources d'énergie Renouvelable
SER-E	Sources d'énergie Renouvelable - Electrique
SEW	Social Economic Welfare
TCP	Transmission Control Protocol
TDM	Time Division Multiplexing
TEN-E	Trans-European Networks for Energy
TGV	Turbine gaz-vapeur
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
WAN	Wide Area Network

7.15 Sources

SOURCE	RÉFÉRENCE ID	LINK
4COffshore	[4CO-1]	https://www.4coffshore.com/
Applied Energy	[AEN-1]	https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115463
Belgium - Klimaat	[BEL-1]	https://klimaat.be/2050-nl
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium - NEK / PNEC	[BEL-3]	https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl/wat-is-het-nekp#het-definitief-plan
Belgium - Thomas Dermine	[BEL-4]	https://dermine.belgium.be/sites/default/files/articles/NL%20-%20Nationaal%20plan%20voor%20herstel%20een%20veerkracht_1.pdf
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-5]	https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_verzekeren_van_de_bevoorrading
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-5]	https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_verzekeren_van_de_bevoorrading
Belgium - Klimaat	[BEL-6]	https://klimaat.be/doc/climate-neutral-belgium-by-2050-report.pdf
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-7]	https://d3n8a8pro7vhmx.cloudfront.net/tinnevanderstraeten/pages/133/attachments/original/1635844064/H2_strategie_NL.pdf?1635844064
Belgique - Koninklijk besluit - Arrêté royal	[BEL-8]	https://www.health.belgium.be/sites/default/files/uploads/fields/fpshealth_theme_file/arrete_royal_paem_2020.pdf
Best Paths	[BSP-1]	http://www.bestpaths-project.eu/
Climate Action Tracker	[CAT-1]	https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/
European Council	[CEU-1]	https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#:~:text=Fit%20for%2055%20refers%20to%20the%20EU%E2%80%99s%20target,framework%20for%20reaching%20the%20EU%27s%20climate%20objectives%2C%20which%3A
Climact	[CMT-1]	https://climact.com/wp-content/uploads/2020/06/Climact_Target_Emissions_report_FINAL.pdf
CREG	[CRG-1]	https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Varia/E-AutProd.pdf
Denmark	[DEN-1]	https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The Esbjerg Declaration (002).pdf
Denmark	[DEN-1]	https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The Esbjerg Declaration (002).pdf
Denmark	[DEN-1]	https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The Esbjerg Declaration (002).pdf
Energinet Denmark	[EDK-1]	https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Long-term-development-power-grid
EnergyVille	[EGV-1]	https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische
EnergyVille	[EGV-1]	https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische
EnergyVille	[EGV-2]	https://www.energyville.be/en/press/expert-talk-high-penetration-wind-and-sun-possible-minimal-costs-grid-reinforcement
e-Highway	[EHI-1]	https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/factsheet-e-highway2050-modular-development-plan-of-the-pan-european-transmission-system-2050/
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf
ELIA	[ELI-10]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_201_meteofrance_userguide.pdf
ELIA	[ELI-11]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200603_total-electricity-demand-forecasting_en.pdf
ELIA	[ELI-12]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20201120_accelerating-to-net-zero-redefining-energy-and-mobility.pdf?la=nl
ELIA	[ELI-13]	https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/%20documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210618_ELIA_CCMD-white-paper_EN.pdf
ELIA	[ELI-14]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20191212_future_proofing_eu_system_2030.pdf
ELIA	[ELI-15]	https://www.elia.be/nl/publieecaties/studies-en-rapporten
ELIA	[ELI-16]	https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/projets-infrastructure/brabo-III
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/en/users-group/wg-belgian-grid/task-force-scenarios
ELIA	[ELI-3]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf
ELIA	[ELI-3]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf
ELIA	[ELI-3]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf
ELIA	[ELI-4]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism
ELIA	[ELI-4]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism
ELIA	[ELI-5]	https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/strategic-reserves
ELIA	[ELI-6]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies
ELIA	[ELI-6]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
ELIA	[ELI-8]	https://www.elia.be/nl/infrastructuur-en-projecten/investeringsplannen
ELIA	[ELI-9]	https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report
ELIA	[ELI-9]	https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report
ENTSOG	[ENG-1]	https://www.entsog.eu/methodologies-and-modelling#consistent-and-interlinked-electricity-and-gas-model
ENTSO-E	[ENT-1]	https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/
ENTSO-E	[ENT-10]	https://docstore.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx
ENTSO-E	[ENT-11]	https://tyndp.entsoe.eu/documents/
ENTSO-E	[ENT-12]	https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom
ENTSO-E	[ENT-13]	https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser
ENTSO-E	[ENT-2]	https://tyndp.entsoe.eu/
ENTSO-E	[ENT-2]	https://tyndp.entsoe.eu/
ENTSO-E	[ENT-2]	https://tyndp.entsoe.eu/
ENTSO-E	[ENT-3]	https://tyndp.entsoe.eu/news/2020/02/revised-methodology-for-assessing-electricity-infrastructure-projects-submitted-to-acer/
ENTSO-E	[ENT-4]	https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/IoSN2020/200810_RegIP2020_NS_beforeconsultation.pdf
ENTSO-E	[ENT-5]	https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/
ENTSO-E	[ENT-6]	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/l_entsoe_RM_MSPS_EX_SUM_01.pdf
ENTSO-E	[ENT-7]	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/210125_Offshore%20Development_Interoperability.pdf
ENTSO-E	[ENT-8]	https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/IoSN2020MainReport.pdf
ENTSO-E	[ENT-9]	https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/TYNDP2020_RegIPs_final.zip

SOURCE	RÉFÉRENCE ID	LINK
Environmental Research Letters	[ERL-1]	https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abbd02/pdf
National Grid ESO	[ESO-1]	https://www.nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2021#:~:text=Based%20on%20extensive%20stakeholder%20engagement%2C%20research%20and%20modelling%2C,energy%20may%20look%20like%20between%20now%20and%202050.
Euractiv	[EUA-1]	https://www.euractiv.com/section/energy/news/germany-unveils-major-electricity-sector-revamp/
European Commission	[EUC-1]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
European Commission	[EUC-1]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
European Commission	[EUC-10]	https://energy.ec.europa.eu/excel-files-mix-scenario_en
European Commission	[EUC-11]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131
European Commission	[EUC-12]	https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-strategy-offshore-renewable-energy_en
European Commission	[EUC-13]	https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/rp_sustainable_europe_30-01_en_web.pdf
European Commission	[EUC-14]	https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
European Commission	[EUC-15]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&from=EN
European Commission	[EUC-15]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&from=EN
European Commission	[EUC-16]	https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares
European Commission	[EUC-17]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666
European Commission	[EUC-18]	https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en
European Commission	[EUC-19]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex:32019R0943#:~:text=General%20principles%20of%20capacity%20allocation%20and%20congestion%20management
European Commission	[EUC-2]	https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl
European Commission	[EUC-20]	https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en
European Commission	[EUC-20]	https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en
European Commission	[EUC-21]	https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/ENERGY-BALANCE-GUIDE.pdf/de76d0d2-8b17-b47c-f6f5-415bd09b7750?t=1632139948586
European Commission	[EUC-22]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666
European Commission	[EUC-23]	https://ec.europa.eu/home-affairs/pages/page/critical-infrastructure_en
European Commission	[EUC-3]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN
European Commission	[EUC-4]	https://ec.europa.eu/environment/nature/legislation/habitatsdirective/index_en.htm
European Commission	[EUC-5]	https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en
European Commission	[EUC-6]	https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf
European Commission	[EUC-7]	https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
European Commission	[EUC-8]	https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en#:~:text=The%20national%20energy%20and%20climate%20plans%20%28NECPs%29%20were,outline%20how%20the%20EU%20countries%20intend%20to%20address
European Commission	[EUC-9]	https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en
Febiac	[FEB-1]	https://www.frdo-cfdd.be/sites/default/files/content/4_laurent_willaert.pdf
Fingrid Finland	[FNG-1]	https://www.fingrid.fi/en/news/news/2021/nordic-grid-development-perspective-2021-paves-the-way-towards-climate-neutral-nordic-power-system--webinar-recording-and-material-available/
FOD Economie	[FOD-1]	https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Etude-prospective-electricite-rapport-monitoring-securite-approvisionnement-decembre-2019.pdf
FOD Economie	[FOD-2]	https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Etude-prospective-electricite-2021.pdf
France - Elysée	[FRA-1]	https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2021/10/12/presentation-du-plan-france-2030
Germany	[GER-1]	https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1
Germanwatch	[GWA-1]	http://www.germanwatch.org/en/10127
IEA	[IEA-1]	https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/temperature-rise-in-2100-by-scenario
IEA	[IEA-2]	https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021
IEA	[IEA-2]	https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021

SOURCE	RÉFÉRENCE ID	LINK
IPCC	[IPC-1]	https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/
IPCC	[IPC-1]	https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/
MDPI	[MDP-1]	https://doi.org/10.3390/en14248306
Netbeheer Nederland	[NBN-1]	https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Samenvatting_rapport_Het_Energiesysteem_van_de_toekomst_198.pdf
Nederland	[NDL-1]	https://www.rijksoverheid.nl/regering/coalitieakkoord-omzien-naar-elkaar-vooruitkijken-naar-de-toekomst
Nederland	[NDL-2]	https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/03/31/klimaatneutrale-energiescenarios-2050
Nederland	[NDL-3]	https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/noz-2030/vawoz-2030
Nationaal Energie- en Klimaatplan	[NEK-1]	https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl
Nationaal Energie- en Klimaatplan	[NEK-2]	https://www.plannationalenergieclimat.be/admin/storage/nekp/pnec-partie-b.pdf
Netzenwikclungsplan	[NEP-1]	https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf
Belgium - Federal Planning Bureau	[PLN-1]	https://www.plan.be/uploaded/documents/202110180556490.WP_2108_12501.pdf
RTE	[RTE-1]	https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-05/Bilan previsionnel 2021 - annexes techniques.pdf
Siemens	[SIE-1]	https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energys-grid-stabilizer-technology-help-irish-grid-exceed-renewables
TenneT	[TNT-1]	https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2021.pdf
United Kingdom	[UKG-1]	https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy
Vlaanderen - MOW	[VLA-1]	https://mow.vlaanderen.be/eca-nf-23/ECA30-SHP-0407-PON-CCL-NOT-0001-12.pdf
Vlaanderen - DSI	[VLA-2]	https://dsi.omgeving.vlaanderen.be/fiche-detail/41208c70-6a2c-45d0-91f1-3182485a52ac
WindEurope	[WEU-1]	https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/
WindEurope	[WEU-2]	https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20220518-Declaration-of-energy-ministers.pdf

7.16 Légende des cartes

- Poste existant (HVDC)
- Poste existant (380 kV)
- Poste existant (220 kV)
- Poste existant (150 kV)
- Poste existant (110 kV)
- Poste existant (70 kV)

- Nouveau poste (HVDC et/ou 380 et/ou 220 et/ou 150 et/ou110 kV)
- Augmentation de la capacité de transformation ou des moyens de réglage de la tension (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Remplacement et/ou restructuration dans un poste existant (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Augmentation de la capacité de transformation et remplacements dans un poste existant (380 et/ou 220 et/ou 150 kV)
- Démantèlement poste

- Liaison HVDC existante
- Liaison 380 kV existante
- Liaison 220 kV existante
- Liaison 150 kV existante
- Liaison 110 kV existante

- Nouvelle ligne 380 kV
- Nouvelle ligne 220 kV
- Nouvelle ligne 150 kV
- Nouvelle ligne 110 kV

- Nouvelle liaison HVDC
- Nouveau câble 380 kV
- Nouveau câble 220 kV
- Nouveau câble 150 kV
- Nouveau câble 110 kV

- Adaptation d'une liaison 380 kV existante
- daptation d'une liaison 220 kV existante
- daptation d'une liaison 150 kV existante
- Démantèlement ligne ou mise hors service câble