

Région Wallonne

Plan d'Adaptation 2025 – 2035

Mise à jour - Version définitive | 18 avril 2025



Photo de couverture : la « Boucle de l'Est » sous la neige



Contenu

1. Executive summary	10
Importance des projets de rénovation.....	11
Croissance de la charge maximale transportée par le réseau Elia	11
Part croissante des projets pour l'accueil de productions décentralisées	12
2. Contexte	14
2.1 Cadre légal	15
2.1.1 Elia Transmission Belgium	15
2.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne dans le marché libéralisé de l'électricité	15
2.1.3 L'établissement d'un Plan d'Adaptation du réseau de transport local de la Région Wallonne	18
2.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050	19
2.2.1 Le changement climatique est un défi mondial	22
2.2.2 La technologie dans la transition énergétique	22
2.3 Moteurs d'investissement du développement du réseau.....	26
2.3.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens.....	26
2.3.2 Durabilité	26
2.3.3 Clients et gestionnaires de réseau de distribution.....	28
2.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local	28
2.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique	31
2.4 Méthodologie du développement du réseau.....	32
2.4.1 Les scénarios comme avenir possibles du système énergétique	32
2.4.2 Détection des besoins.....	32
2.4.3 Élaboration de solutions.....	38
2.4.4 Gestion dynamique de portefeuille.....	41
2.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia	42
2.5.1 Lutte contre le changement climatique.....	42
2.5.2 Soutien public aux infrastructures	47
2.5.3 Protection de l'environnement.....	50
3. Identification des besoins du système	54
3.1 Introduction.....	55
3.2 Scénarios - Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées	55
3.3 Besoins de remplacement.....	57
3.3.1 Les équipements de protection	57
3.3.2 Les équipements de haute tension	58
3.3.3 Les équipements de lignes à haute tension et câbles souterrains	58
3.3.4 Méthodes d'optimisation de la gestion des remplacements développées par Elia	59



4. Réseau de transport local en Région Wallonne	62
4.1 Visions générales du développement du réseau de transport local	63
4.1.1 Rationalisation des réseaux de transport locaux 36 kV et 70 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés	63
4.1.2 Découplage des réseaux 70 kV	64
4.1.3 Intégration de la production décentralisée	64
4.1.4 Besoin de capacité de transformation supplémentaire en moyenne tension à la suite de la hausse des prélèvements dans le réseau à moyenne tension	65
4.1.5 Considérations sur l'usage de la flexibilité	65
4.2 Réseau de transport local en Région wallonne: situation actuelle et vision long terme ..	66
4.3 Décret électricité wallon	67
4.3.1 Description de l'infrastructure existante	67
4.3.2 Evolution probable de la production et de la consommation compte tenu des mesures d'efficacité énergétique et de flexibilité	67
4.3.3 Description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés	67
4.3.4 Objectifs de qualité des services poursuivis	68
4.3.5 Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent	68
4.3.6 Etudes, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure	69
4.3.7 Raccordement des unités de production d'électricité verte et quantification des éventuels surcoûts	69
4.3.8 Cartographie du réseau HT nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité verte	70
4.3.9 Suivi des mesures d'efficacité énergétique	71
5. Inventaire des projets.....	80
5.1 Tableau des mises en service réalisées	83
5.2 Tableau des adaptations du réseau de transport local	84
5.3 Tableau projets concernés par l'AGW T-flex	96
6. Notes explicatives des projets	100
6.1 Ottenbourg : Fermeture du poste.....	101
6.2 Court-Saint-Etienne : Renforcement de la transformation et restructuration du poste en 36 kV depuis Baisy-Thy	101
6.3 Harmignies, Ciply, Pâturages et Quevaucamps : Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV de la région et capacité d'accueil de productions décentralisées	101
6.3.1 Région Harmignies, Ciply, Pâturages : Restructuration	102
6.3.2 Ciply – Pâturages : Rétrofit de la ligne et passage à une liaison au gabarit 150 kV.....	103
6.3.3 Harmignies : Rénovation de la cabine 10 kV	103
6.3.4 Quevaucamps : Rénovation haute tension et basse tension	103
6.3.5 Quevaucamps : Rénovation de la cabine 13,5 kV.....	104
6.3.6 Ville-sur-Haine : Fermeture du poste 70 kV	104
6.4 Monceau 70 kV : Rénovation et restructuration du poste ainsi que de la zone 70 kV entre Monceau et Gouy (Marchienne-au-Pont, Charleroi).....	104



6.4.1	Monceau : Sortie du 70 kV et de la cabine 6 kV.....	104
6.4.2	Gouy : Remplacement du transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA.....	104
6.5	La Louvière : Restructuration de la poche 30 kV	105
6.6	Ronquières : Rénovation du poste.....	105
6.6.1	Ronquières : Remplacement des transformateurs du poste	105
6.6.2	Ronquières : Rénovation de la cabine	105
6.7	Soignies : Remplacement d'un transformateur et matériel haute et basse tension .	105
6.8	Lobbès : Remplacement d'un transformateur et rénovation du matériel haute (70 & 10 kV) et basse tension.....	106
6.9	Binche : Rénovation du matériel haute et basse tension 70 kV et remplacement du transformateur 70/10 kV par un transformateur de 40 MVA.....	106
6.10	Mouscron : Renforcement de la transformation et rénovation du poste	106
6.10.1	Mouscron : Restructuration du poste 70 kV par nouveau poste définitif et réduit.....	106
6.11	Bas-Warneton : Renforcement de la transformation et rénovation du poste.....	107
6.12	Corbais : Rénovation du matériel basse tension	107
6.13	Louvain-la-Neuve : Rénovation des cabines 36 kV	107
6.14	Tournai : Rénovation du matériel haute et basse tension	108
6.15	Jemappes 150 kV et 70 kV : Rénovation du matériel haute et basse tension et remplacement cabine moyenne tension	108
6.16	Jemeppe-sur-Sambre : Rénovation du matériel basse tension.....	108
6.17	Villerot : Création nouvelle cabine 15 kV sur le poste 150/30 kV Tertre reprenant la charge de Villerot et fermeture du poste Villerot.....	108
6.18	Ligne Tertre – Air-Liquide 30 kV : Remplacement partiel par un câble souterrain ...	108
6.19	Oisquerq : Rénovation haute tension et basse tension des postes 150 kV et 70 kV	109
6.20	Marquain : Remplacement de transformateurs 70/15 kV et de matériel haute tension	109
6.21	Seneffe : Rénovation haute et basse tension	109
6.22	Fleurus : Rénovation basse tension.....	109
6.23	Deux-Acren : Rénovation haute et basse tension ainsi que remplacement de transformateurs	109
6.24	Hoves : Rénovation haute et basse tension ainsi que remplacement d'un transformateur	110
6.25	Auvelais : Rénovation basse tension des postes 150 kV et 70 kV	110
6.26	Lens : Rénovation haute tension et basse tension	110
6.27	Maisières : Rénovation haute tension et basse tension	110
6.28	Couvin : Rénovation haute tension, moyenne tension et basse tension	111
6.28.1	Couvin : Rénovation haute tension et basse tension	111
6.28.2	Couvin : Rénovation de la cabine 12 kV	111
6.29	Dottignies : Rénovation haute tension et basse tension	111
6.30	Jodoigne : Suppression du poste 70 kV, nouveau transformateur 150 / 10 kV et nouvelle cabine MT	111
6.31	Nivelles : Rénovation basse tension	111



6.32	Elouges : Renovations haute, moyenne et basse tension avec rénovation de la cabine moyenne tension.....	112
6.32.1	Elouges : Rénovation du matériel haute et basse tension	112
6.32.2	Elouges : Rénovation de la cabine 10 kV.....	112
6.33	Farciennes : Rénovation de la cabine 10 kV	112
6.34	Braine-l'Alleud : Remplacement du poste actuel par un poste de type blindé, remplacement cabine 15 kV, rénovation complète du matériel basse tension.....	112
6.35	Mons : Rénovation du matériel haute, moyenne et basse tension	113
6.36	Ways : Rénovation de la cabine 11 kV, suppression de la cabine 36 kV et mise en antenne des transformateurs	113
6.37	Basse-Wavre : Rénovation de la cabine 36 kV.....	113
6.38	Monceau : Rénovation de la cabine 10 kV	113
6.39	Deux-Acren – Lens et Oisquerq – Braine-le-Comte	113
6.40	Relais de fréquence pour délestage automatique	114
6.41	Boucle de l'Est	114
6.41.1	Boucle de l'Est : Second step de renforcement.....	114
6.41.2	Boucle de l'Est : Steps ultérieurs de renforcement.....	115
6.41.3	Heid-de-Goreux et Saint-Vith : Remplacement des postes.....	115
6.42	Liège : Vision long terme de la région.....	116
6.42.1	Romsée : démontage du poste 70 kV	116
6.42.2	Ans – Montegnée – Pouplin : Restructuration de la poche	116
6.42.3	Liège : Rationalisation des lignes 70 kV.....	117
6.43	Boucle de Hesbaye : Restructuration de la poche.....	117
6.43.1	Hannut 150 kV : construction d'un nouveau poste 150 kV	117
6.43.2	Hollogne 70 kV : Suppression et reprise de la charge sur Ans 15 kV	118
6.43.3	Alleux 70 kV: Rénovation.....	118
6.43.4	Profondval: Rénovation.....	118
6.44	Angleur – Grivegnée : Restructuration de la poche.....	118
6.45	Bomal – Soy : Vision long terme	119
6.46	Marcourt : Rénovation de la cabine moyenne tension et de la basse tension	119
6.47	Spa : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension	119
6.48	Villers-sur-Semois : Rénovation du poste 70 kV.....	119
6.49	Bonnert : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension.....	120
6.50	Fays-les-Veneurs : Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV et remplacement des transformateurs	120
6.51	Orgeo : Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV	120
6.52	Les Plénesses : Remplacement des transformateurs	121
6.53	Herbaimont : Remplacement des transformateurs et de la basse tension	121
6.54	Marche-en-Famenne : Renforcement de la transformation vers la moyenne tension 121	
6.55	Poche Turon – Pepinster : Restructuration.....	122
6.56	Neufchâteau : Accueil de productions décentralisées	122



6.56.1	Accueil de production décentralisée.....	122
6.56.2	Renforcement de la capacité vers la moyenne tension.....	123
6.57	Ampsin 70 kV : Rénovation de la haute et basse tension	123
6.58	Flémalle-Industries 220 kV : création d'un poste et fermeture Ivoz 70 kV	123
6.58.1	Flémalle-Industries 220 kV : création d'un poste et fermeture Ivoz 70 kV.....	123
6.58.2	Ivoz 70 kV: travaux de mise en sécurité.....	123
6.59	Lixhe : Rénovation	124
6.59.1	Poste 70 kV : Remplacement du poste 70 kV	124
6.59.2	Lixhe 15 kV : Rénovation de la cabine moyenne tension n°1	124
6.60	Sart-Tilman 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension.....	124
6.61	Tilleur 70 kV : Rénovation de la basse tension.....	124
6.62	Latour : Rénovation	124
6.63	Croix-Chabot 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension	124
6.64	Abée-Scry 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension.....	125
6.65	Anthisnes 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension et remplacement du transformateur.....	125
6.66	Esneux 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension	125
6.67	Saives et Fooz 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension.....	125
6.68	Awirs 70 kV : Rénovation de la basse tension.....	126
6.69	Henri-Chapelle 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension	126
6.70	On 70 kV : Rénovation de la basse tension.....	126
6.71	Bressoux 150 kV et Monsin 70 kV: Restructuration	126
6.72	Petit-Rechain 70 kV: Rénovation de la basse tension.....	126
6.73	Aubange 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension	127
6.74	Arlon – Aubange : Remplacement de la ligne 70 kV	127
6.75	Romsée - Magotteaux : Restructuration	127
6.76	Hollogne - Profondval: Rehausse des pylônes P10 et P11	127
6.77	Ans – Sclessin : Démantèlement d'un tronçon de ligne au sud de Ans et remplacement par deux câbles gabarit 150 kV	127
6.78	Battice – Petit-Rechain et Eupen – Les Plénesses – Petit-Rechain: Travaux de rénovation ligne.....	128
6.79	Villeroux : Accueil de productions décentralisées.....	128
6.80	Marche-les-Dames : Rénovation	128
6.81	Zone Gembloux, Sauvenière, Leuze : Accueil de production décentralisée	129
6.81.1	Ligne Auvelais-Gembloux : Remplacement par une nouvelle liaison gabarit 150 kV.....	129
6.81.2	Champion – Leuze : nouveau câble au gabarit 110 kV.....	129
6.81.3	Sauvenière 12 kV : Fermeture du poste.....	130
6.81.4	Champion – Leuze : nouveau câble au gabarit 110 kV.....	130
6.81.5	Auvelais – Gembloux : pose d'une seconde liaison câble 150 kV exploitée en 70 kV	131
6.81.6	Gembloux : ajout d'un troisième transformateur 70 / 12 kV de 50 MVA et seconde cabine 12 kV	131
6.81.7	Gembloux : passage en 150 kV à très long terme	131



6.82	Seilles : Rénovation du poste 70 kV	131
6.83	Warnant : Rénovation du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension	131
6.84	Miécret : Alimentation.....	132
6.84.1	Miécret : Rénovation du poste 70 kV	132
6.84.2	Miécret : accueil de productions décentralisées.....	132
6.85	Florée : Rénovations	132
6.85.1	Florée : Renouvellement de la basse tension	132
6.85.2	Florée : Remplacement des transformateurs	132
6.86	Dorinne : Remplacement de deux transformateurs	132
6.87	Bois-De-Villers : Remplacement d'un disjoncteur et de la basse tension	133
6.88	Hastière – Pondrôme : Remplacement de la ligne 70 kV	133
6.89	Gerpennes : Fermeture du poste 70 kV	133
6.90	Haute-Sarte : Rénovation de la basse tension	133
6.91	Saint-Servais : Rénovation de la basse tension	133
6.92	Ciney : Remplacement de la moyenne tension et rénovation de la basse tension ..	133
6.93	Région entre Sambre et Meuse	134
6.94	Ligne 70 kV Auvelais – Jemeppe-sur-Sambre : Remplacement terre 70 kV par câble 70 kV et terre 150 kV par câble 150 kV sur une partie de la liaison	135
6.95	Solre-Saint-Géry : Rénovation basse tension.....	136
6.96	Achêne : Remplacement d'équipements haute tension	136
6.97	Aische-en-Refail – Leuze : Démolition de la ligne	136
6.98	Marchin, Wanze et Yvoir : Remplacement de la basse tension	136
6.99	Thy-le-Château : Rénovation basse tension.....	136
6.100	Hatrival : Rénovation basse tension du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension	136
6.101	Bascoup, Ville-sur-Haine et Monceau : Démontage poste 70 kV et ligne	137
6.102	Gosselies : Rénovation basse tension.....	137
6.103	Hanzinelle : Renforcement de la transformation vers le 12 kV	137
6.104	Lobbès - Monceau : Déplacement de la liaison à la demande d'un tiers	137
6.105	Rénovation des lignes 70 kV entre Bois-de-Villers et Ciney.....	137
6.106	Houffalize : accueil de production décentralisée.....	138
6.107	Villeroux – Herbaimont : remplacement de la ligne 70kV	138
6.108	Mouscron : Renforcement de la transformation vers le 10kV	138
6.109	Restructuration réseau 30 kV entre Zoning de Ghlin et Tertre	138
6.110	Les Isnes : ajout d'un second transformateur 70 / 12 kV	139
6.111	Fosses-la-Ville : intégration d'énergie renouvelable	140
6.112	Rénovation de la ligne 70 kV entre Bois-de-Villers et Namur.....	140
6.113	Rénovation de la ligne 70 kV entre Fays-les-Veneurs et Orgeo.....	140
6.114	Renforcement de l'axe Ciney – Achêne.....	140
6.115	Saint-Servais : renforcement de la transformation	140
6.116	Ville-sur-Haine : intégration d'énergie renouvelable	141
6.117	Harmignies : intégration d'énergie renouvelable.....	141



6.118	Hoves : intégration d'énergie renouvelable.....	141
6.119	Romedenne : intégration d'énergie renouvelable	141
6.120	Chassart : intégration d'énergie renouvelable	141
6.121	Chassart : intégration d'énergie renouvelable	142
	Ce projet pourrait aussi être impacté par la remise en question du fil rouge de la zone, comme décrit ci-dessus en section 6.120. En effet, une potentielle augmentation de la tension de toute la zone, de 70 vers 150 kV, impacterait également le gabarit des nouveaux transformateurs à installer.	
6.122	Ligne Chassart - Liberchies : intégration d'énergie renouvelable.....	142
	Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, la ligne 70 kV entre les postes de Chassart et Liberchies sera remplacée et démontée par un câble gabarit 150 kV exploité en 70 kV.	
6.123	Ligne Chassart - Sombreffe : intégration d'énergie renouvelable.....	142
6.124	Feluy : Rénovation haute et basse tension du poste de Elia.....	142
6.125	Projets pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau.....	143
6.125.1	Sécurité : protection des sous-stations et des sites	143
6.125.2	Black-out mitigation.....	143
6.125.3	Les besoins de développement du réseau Datacom	143
7.	Sources	146





1. Executive summary



Importance des projets de rénovation

Les investissements liés aux besoins en rénovation prennent une part toujours prédominante dans les projets. Idéalement, ils sont combinés avec une optimisation du réseau existant et une utilisation des nouvelles technologies disponibles. Ceci présuppose une vision d'avenir qui s'écarte de la reconstruction à l'identique des installations arrivées en fin de vie.

Ainsi, les niveaux de tension inférieurs sont progressivement abandonnés au profit de niveaux de tension supérieurs capables de transporter une puissance plus importante (évolution vers le 150 kV pour le Hainaut et une partie de Liège, évolution vers le 110 kV pour les provinces de Namur et du Luxembourg).

Ces investissements sont menés en étroite concertation avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution.

Croissance de la charge maximale transportée par le réseau Elia

Le Plan d'Adaptation s'appuie sur des hypothèses réconciliant un cadre macro-énergétique de référence et des prévisions de consommations locales collectées annuellement auprès des utilisateurs du réseau. Ce sont principalement ces dernières qui influencent les investissements. Ainsi, Elia tient compte de l'arrivée des véhicules électriques et des pompes à chaleur. Le chapitre 3.2 donne un aperçu plus complet sur le sujet.

A l'heure actuelle, la grande majorité des postes en Région Wallonne dispose d'une marge suffisante ; ainsi, la puissance conventionnellement délivrable ne serait dépassée que dans 8 postes seulement à l'horizon du plan pour lesquels des projets sont d'ores et déjà définis pour les dépassements les plus importants. Elia continuera à suivre de près les prévisions de consommation au niveau local et ce en étroite collaboration avec chaque Gestionnaire de Réseau de Distribution.



Part croissante des projets pour l'accueil de productions décentralisées

Les projets pour l'accueil de productions décentralisées tiennent une place importante dans le plan. Ainsi, le « step 2 » du renforcement de la Boucle de l'Est et les premiers projets à l'étude pour accueillir les productions décentralisées dans la région entre Sambre et Meuse y sont repris.

En outre, dans une démarche proactive, Elia identifie également un certain nombre de sites qui sont adaptés à l'installation de 'hubs' de productions décentralisées d'une puissance importante, via les cartes de capacité d'accueil du réseau qu'elle publie. Ces sites permettraient le raccordement d'un transformateur 380 / 36 kV, 220 / 36 kV ou 150 / 36 kV sur lequel une injection de maximum 125 MW dans le réseau à haute tension pourrait être réalisée. Pour les puissances plus faibles à raccorder au réseau de distribution, Elia publie, avec l'aide des gestionnaires de réseau de distribution, les capacités permanentes restantes d'injection vers le réseau à haute tension via ses transformateurs. Cette publication (accessible via le site www.elia.be¹) est réalisée en application de l'article 29 de l'Arrêté du gouvernement Wallon relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière du 10 novembre 2016.

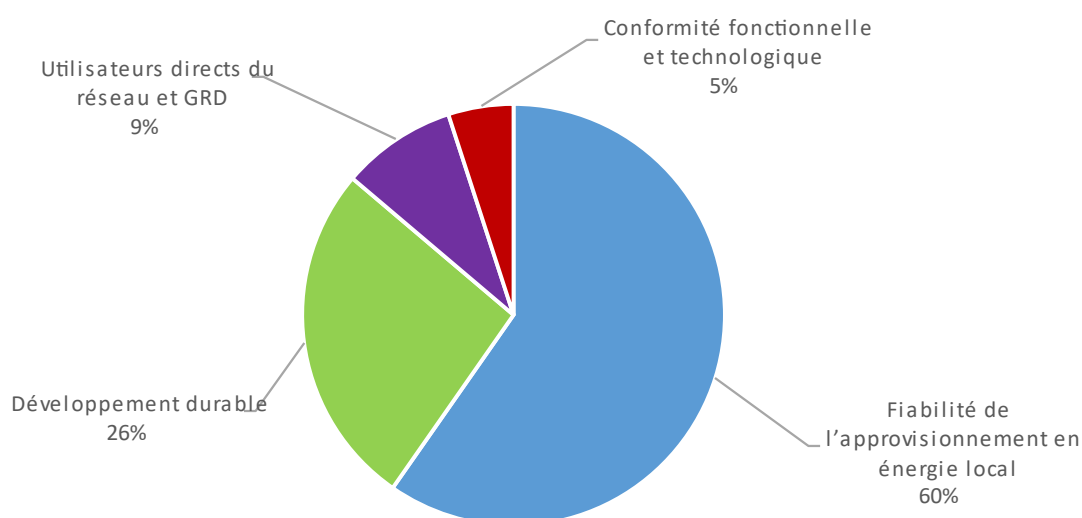


Figure 1.1: Répartition budgétaire des projets par moteur d'investissement

¹ <https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/nos-infrastructures/capacites-accueil-de-nouvelles-unites-de-production-decentralisee>





2. Contexte



Nouveau transformateur à Thuillies



2.1 Cadre légal

2.1.1 Elia Transmission Belgium

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 (« plaatselijk vervoersnet »), dans les trois cas pour les réseaux de 70 kV à 30 kV inclus (avec quelques exceptions pour lesquelles le niveau de tension est plus faible)².

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 (de 70 kV à 30 kV, sur base d'une liste nominative) en Belgique.

2.1.2 Le rôle du gestionnaire du réseau de transport local en Région wallonne 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 directive (UE) 2019/944, votée au niveau européen et concernant le marché intérieur de l'électricité, a été adoptée en mai 2019. Elle a fait l'objet d'une transposition dans le décret du 5 mai 2022 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'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.

Le cadre légal et réglementaire évolue très rapidement. Les ambitions politiques et la législation européennes ajustées percolent également jusqu'au niveau wallon. Par exemple, l'électrification prévue et l'augmentation de la consommation d'électricité auront un impact majeur sur l'infrastructure du réseau et sa gestion. Cette transition démontre également la nécessité de se concentrer sur un système énergétique flexible et géré intelligemment. En tant que gestionnaire du réseau de transport local (et également en tant que gestionnaire du réseau de transport), Elia a une

²Au 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 1^{er} janvier 2020 par l'arrêté du gouvernement de la région de Bruxelles-Capitale du 19 décembre 2019.



responsabilité majeure pour faciliter et soutenir la transition énergétique dans son intégralité. Les missions du gestionnaire de réseau de transport local, à savoir l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau sont définies à l'article 11 du décret électricité.

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



Figure 2.1 Les trois missions d'Elia

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. Le réseau de transport doit dès lors être adapté afin de faciliter ces évolutions.

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 1^{er} juillet 2011³. 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 électrique⁴.

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

³ Loi du 1^{er} 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.



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 juin 2023.

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 en favorisant 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 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 congestion⁵. 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 Package⁶, 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 Climat⁷ 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 européenne⁸. La directive européenne sur les sources d'énergie

⁵ 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.

⁶ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

⁷ 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 »).

⁸ 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.



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.

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.

2.1.3 L'établissement d'un Plan d'Adaptation du réseau de transport local de la Région Wallonne

2.1.3.1 Contexte légal relatif au Plan d'Adaptation

L'article 15 du décret wallon électricité charge le gestionnaire du réseau de transport local d'établir un Plan d'Adaptation du réseau « en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. » Le Plan d'Adaptation doit aussi contenir la politique menée en matière d'efficacité énergétique.

Le Plan d'Adaptation est cohérent avec le plan de développement fédéral. Il couvre une période de dix ans, et est adapté et mis à jour chaque année.

Sur le plan procédural, la proposition de Plan d'Adaptation est transmise à la CWaPE, le régulateur wallon, chaque année pour le 15 octobre. Une consultation publique est également organisée sur cette proposition de Plan d'Adaptation. Après avis de la CWaPE et avoir pris en compte les commentaires de la consultation publique, Elia adapte, le cas échéant, son plan et en remet la version définitive à la CWaPE pour fin janvier. Cette version est communiquée pour information au Ministre Wallon de l'énergie pour être finalement approuvée par la CWaPE. L'approbation du plan par le régulateur lie le gestionnaire de réseau de transport local à la mise en œuvre du plan.

Le Plan d'Adaptation doit au moins contenir les données suivantes :

- une description de l'infrastructure existante, de son état de vétusté et de son degré d'utilisation, en précisant pour les principaux équipements structurant au niveau de la moyenne tension, leur pyramide d'âge et la comparaison entre les mesures de pointe et leur capacité technique ;
- une estimation et une description des besoins en capacité, compte tenu de l'évolution probable de la production, de la consommation, des mesures d'efficacité énergétique et de flexibilité, et des échanges avec les autres réseaux ;
- une description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés, y compris, les moyens informatiques et équipements de communication et, le cas échéant, le renforcement ou l'installation d'interconnexions, ainsi qu'un répertoire des investissements importants déjà décidés, une description des nouveaux investissements importants devant être réalisés durant la période considérée et un calendrier pour ces projets d'investissement ;
- la fixation des objectifs de qualité de service poursuivis, en particulier concernant la durée des pannes et la qualité de la tension ;
- la liste des interventions d'urgence intervenues durant l'année écoulée ;



- l'état des études, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure, le cas échéant ;
- les mesures prises dans le cadre de l'approvisionnement et du raccordement des unités de production, l'identification et la quantification des éventuels surcoûts liés à l'intégration des productions d'électricité verte, notamment la priorité donnée aux unités de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, ou aux cogénérations de qualité ;
- sur la base des objectifs de production des énergies vertes, une cartographie du réseau moyenne tension et haute tension identifiant les zones nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité vertes, conformément à l'article 26 ;
- la politique en matière de réduction des pertes techniques et administratives.

Le présent Plan d'Adaptation est par ailleurs conforme aux dispositions du règlement technique pour la gestion et l'accès du réseau de transport local d'électricité en Région wallonne du 26 janvier 2012, en particulier le titre 2, chapitre 1 « Données en vue d'établir un plan d'adaptation ».

D'autre part, ce Plan d'Adaptation est également conforme aux politiques énergétiques développées au niveau wallon, notamment définies dans la déclaration de politique régionale 2024. Celle-ci met en exergue la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement et un prix de l'énergie abordable tout en visant la neutralité carbone d'ici 2050. Finalement, le Gouvernement wallon révisera le Plan Air Climat Energie 2030 en revoyant et priorisant les mesures avec les impacts les plus significatifs.

2.1.3.2 Lien avec les autres plans régionaux et le plan fédéral

A côté du Plan d'Adaptation pour le réseau de transport local en Région wallonne, Elia est amenée également à établir les documents suivants : un Plan d'Investissements pour la Région flamande et un Plan de développement pour la Région de Bruxelles-Capitale. En outre, un plan d'investissements fédéral est également établi pour les réseaux dont le niveau de tension est supérieur à 70 kV.

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, du 380 kV au 30 kV. Le présent Plan d'Adaptation se focalise toutefois uniquement sur les niveaux de tension 70 kV et inférieurs.

Les coûts relatifs aux projets dont le besoin a été identifié dans le cadre du Plan d'Adaptation wallon sont intégrés dans la proposition tarifaire qu'Elia adresse tous les 4 ans pour l'ensemble de ses missions légales à la CREG. Dans ce cadre, Elia fournit une analyse coûts bénéfices ou une fiche détaillée pour les projets dont les coûts dépassent les montants fixés dans la Méthodologie tarifaire établie par la CREG.

2.2 La Transition énergétique – Neutralité climatique 2050

Ce chapitre décrit le contexte juridique, politique et socio-économique dans lequel s'inscrivent les Plans de Développement fédéral et régionaux pour soutenir les objectifs européens, nationaux et régionaux. 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.

Les Plans de Développement du système électrique visent 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.

Le Groupe Elia 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 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. 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.

Plus d'informations sur la transition énergétique sont données dans le cadre du plan de développement fédéral 2024 – 2034.



2.2.1 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].

Chaque molécule de CO₂ (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

Entre-temps, il est également clair que non seulement l'atténuation du changement climatique, mais aussi les mesures⁹ 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.

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 viable et durable pour tous.

2.2.2 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.

⁹ Art.7 of Paris agreement on GGA = global goal of adaptation (Art.7 de l'accord de Paris sur le GGA = objectif global d'adaptation)



2.2.2.1 Alternatives au gaz SF₆

Le gaz SF₆ (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 SF₆ 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 SF₆ 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 2.2), c'est-à-dire une installation haute tension entièrement enveloppée de gaz SF₆. Compte tenu de la pression croissante sur l'utilisation de l'espace et de l'impact visuel¹⁰ de l'infrastructure électrique, les GIS se sont de plus en plus imposés dans le réseau haute tension belge.



Figure 2.2 Sous-station GIS de Fays-les-Veneurs (sous-station 70 kV en gabarit 110 kV)

La très grande fiabilité, la sécurité et la faible maintenance de la technologie SF₆ ont eu un impact positif sur la disponibilité du réseau au cours des dernières décennies.

L'utilisation du SF₆ 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 SF₆ ont été interdites à l'exception des équipements haute tension et ce, en raison d'un manque d'alternatives valables.

¹⁰ Ces GIS sont en effet généralement installés dans des bâtiments.



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.

Afin de minimiser les rejets de gaz SF₆, 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 SF₆, dans le but de minimiser la libération de gaz SF₆ lors des interventions ;
- Les installations utilisant le gaz SF₆ 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 SF₆ 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 SF₆ 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 2026 et un disjoncteur AIS (Air Insulated Switchgear) en 70 kV (Marcourt) dont la mise en service a été réalisée en 2021 (voir Figure 2.3).





Figure 2.3 Premier disjoncteur sans SF6 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 de 36 kV est une tension non normalisée par la CEI (Commission Électrotechnique Internationale) ($U_r = 40,5$ kV). Les constructeurs ont donc inscrit le développement d'une technologie de commutation sans SF₆ à la fin de leur feuille de route pour la moyenne tension. Par conséquent, les alternatives de 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 SF₆ 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.

2.2.2.2 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 mentionnées dans cette section et sont présentées plus en détails dans le cadre du plan de développement fédéral :



- 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 Moteurs d'investissement du développement du réseau

Comme expliqué dans les sections précédentes, le Plan d'Adaptation 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 régionaux, national et européen. Avant de commencer les études détaillées (voir § 2.4) il est important d'avoir une vue d'ensemble des moteurs d'investissement 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 local. Elia utilise 5 clusters de moteurs d'investissement, qui sont présentés dans cette section. Ce chapitre donne une vue d'ensemble de ces clusters. La section suivante §2.4 explique ensuite comment ces moteurs d'investissement 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 moteurs d'investissement suivants. Il est également important de noter que l'intention n'est pas de fournir une liste exhaustive de tous les moteurs d'investissement ou évolutions sous-jacentes.

Les 5 clusters de moteurs d'investissement 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.

2.3.1 Développement et sécurité d'approvisionnement européens

Les projets relatifs à la facilitation de l'intégration du marché au niveau européen, à l'augmentation de la sécurité d'approvisionnement et à l'accueil des productions décentralisées et centralisées concernent le niveau fédéral et sont donc décrits plus en détails dans le Plan de Développement fédéral 2024-2034.

2.3.2 Durabilité

Comme décrit dans le Rapport annuel sur le Développement durable [ELI-7], Elia soutient le **Green Deal européen**. Ce cluster contient donc les moteurs d'investissement de développement du réseau de transport local qui découlent de l'ambition d'atteindre les objectifs européens, nationaux et régionaux en matière d'énergies renouvelables, de climat et de décarbonisation.



Ce cluster contient, bien entendu, un large éventail de moteurs d'investissement. 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, 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 et dans le réseau de transport local 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). Le système horizontal est expliqué plus en détail dans le Plan fédéral de développement. L'intégration de la production renouvelable décentralisée en Belgique se fait principalement par le biais du système vertical, qui est partiellement proposée dans les plans régionaux.

Le réseau de transport local 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, le réseau de transport local peut arriver à saturation en présence d'une concentration importante d'unités de production décentralisée. Dès lors, le concept d'accès flexible peut être appliqué pour octroyer tout de même un accès rapide aux unités concernées. Selon ce concept, le producteur peut transporter sa production en utilisant la capacité existante du réseau tant que celle-ci n'est pas utilisée. En pratique, cette capacité est très souvent disponible sauf en cas d'incident, ce qui est rare, et pendant les périodes programmées d'entretien périodique des installations. Étant donné cette grande disponibilité, cette approche ne met pas en péril l'objectif défini en termes d'énergie devant être produite au départ de sources d'énergie renouvelable.

Dans d'autres cas, l'accroissement de production décentralisée peut aussi justifier un renforcement spécifique ou des extensions du réseau. De tels renforcements se sont déjà révélés nécessaires par le passé dans certaines régions (par ex. Boucle de l'Est), étant donné les besoins constants à long terme. Néanmoins, afin de limiter la réalisation de tels renforcements coûteux sans mettre en péril l'objectif d'intégration des sources d'énergie renouvelable, une vision coordonnée des zones de développement prioritaire pour les sources d'énergie renouvelable et du réseau de transport associé est souhaitable.

ÉLECTRIFICATION

Comme expliqué dans le Plan de Développement Fédéral, l'électrification est la bonne approche dans certains secteurs pour augmenter considérablement l'efficacité énergétique et donc réduire les émissions de CO₂ 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.



2.3.3 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 local, ou par une expansion du réseau.

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 local et le réseau de distribution. Ces évolutions sont identifiées à travers cette étroite collaboration.

2.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local

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

ÉVOLUTION 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 et¹¹ disruptive¹², 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 évolutif¹³ au niveau belge.



Figure 2.4 : Principaux moteurs d'investissement déterminant la consommation d'électricité

La Figure 2.4 donne un aperçu schématisé des paramètres les plus importants qui sont pris en compte dans ce contexte.

¹¹ L'électrification accrue est une conséquence directe des ambitions de l'Europe en matière de durabilité.

¹² Une forte augmentation est attendue dans un temps limité. Ensuite, une stabilisation aura lieu.

¹³ Des changements plus lents et moins soudains



○ 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 du 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.

MODERNISATION D'ÉQUIPEMENTS OBSOLÈTES

Le réseau de transport local wallon s'est développé en même temps que le développement économique de la région. 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 et du développement de la production renouvelable.

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 protection, 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 local. 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 §2.4.2.3, explique comment Elia détermine quand un équipement est « obsolète ». Les exigences du système qui en résultent seront clarifiées dans §3.3.

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. 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 2.5 : Inondation du poste On 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.



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.

2.3.5 Conformité fonctionnelle et technologique

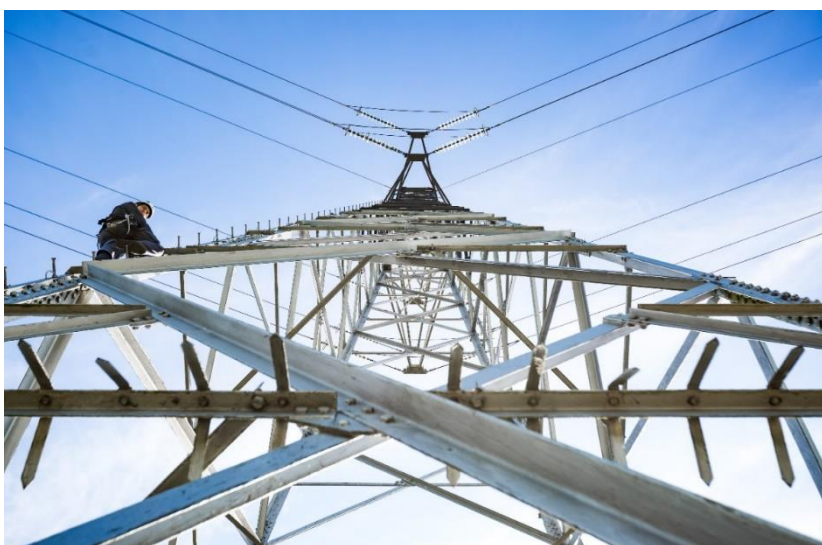
Les **changements de législation ou les ambitions** en matière de protection de l'environnement, de sécurité des personnes, de sécurité des postes à haute tension, d'autonomie après des incidents majeurs (§6.125.2) peuvent obliger Elia à adapter ses installations ou à les remplacer prématurément. Par exemple, les transformateurs contenant de l'huile d'amiante (PCB) ont été remplacés dans le passé.

Ce cluster comprend également les développements catalogués survenant dans le monde de la **communication de données** (§ 6.125.3). 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.

En respect de la législation wallonne sol, des assainissements de certains sites pollués sont également prévus. Dans le cadre de projets, des études de sols, sur le domaine public ou sur certains sites de postes à haute tension, sont réalisées. En fonction des résultats de ces analyses, la gestion des terres excavées est reprise dans ces projets.

Elia suit également les législations en cours de développement, comme le Code du Développement Territorial, les évolutions sur l'utilisation d'herbicides et les changements dans la législation de la gestion du sol.



2.4 Méthodologie du développement du réseau

Les projets du Plan d'Adaptation sont alignés sur les besoins futurs basés sur les moteurs d'investissement expliqués dans §2.3. Ils sont également conformes aux objectifs stratégiques pertinents de l'Europe, de la Belgique et des régions. Qu'il s'agisse d'accueil de sources d'énergie renouvelables, 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.



Figure 2.6: Processus d'identification des projets du plan d'Adaptation

Le lien avec les moteurs d'investissement, tel que discuté dans le chapitre précédent, n'est pas toujours univoque avec les étapes ci-dessus. Une grande partie des évolutions des moteurs d'investissement sont incorporées directement dans les scénarios, et donc incluses. D'autres moteurs d'investissement sont directement abordés dans la deuxième étape « détection des besoins ».

2.4.1 Les scénarios comme avenir possibles du système énergétique

Dans un premier temps, les **lignes directrices** des scénarios sont élaborées. Les lignes directrices de scénarios décrivent en termes qualitatifs ce à quoi le système électrique Belge peut ressembler à l'avenir. Les lignes directrices 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 de ces lignes directrices prend en compte les objectifs européens, belges et régionaux.

Les scénarios sont une traduction de ces lignes directrices 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 lignes directrices 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.

2.4.2 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 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 moteurs d'investissement décrits dans la section §2.3, il convient de noter que les études décrites ci-dessous peuvent couvrir plusieurs moteurs d'investissement.

Les études suivantes ont lieu périodiquement :

1. 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 ;
2. Les études sur la stabilité du système montrent quels risques de stabilité peuvent survenir et comment il faut les traiter ;
3. Les modèles relatifs à l'état et aux performances des équipements (sécurité et fiabilité) indiquent quels équipements doivent être renouvelés, modifiés 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,... L'explication ci-dessous suit le modèle des études périodiques, mais les principes de base s'appliquent également aux études ad hoc.

2.4.2.1 Etudes 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 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 de renforcement du réseau 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 **problématiques** 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 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 prévues 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 représentatifs¹⁴ :

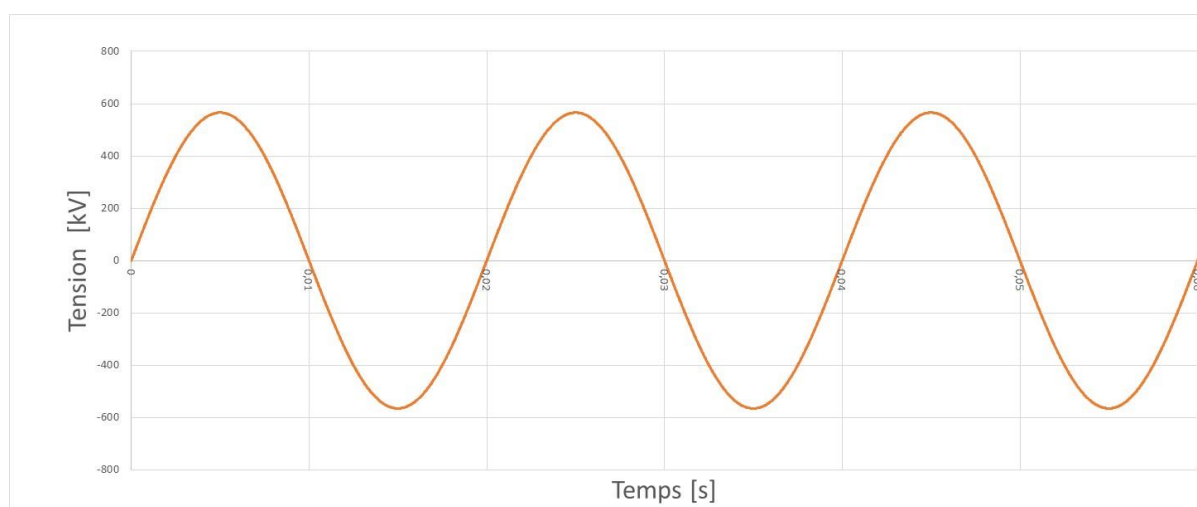
- L'état sain ou la situation idéale dans laquelle tous les éléments du réseau et les unités de production prévus sont disponibles ;
- Tous les états suite à un « **incident simple** » ou (N-1) caractérisé par la perte soudaine d'un seul élément (élément du réseau ou unité de production) ;
- Tous les 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 ;

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'étranglements 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 §2.4.3.

2.4.2.2 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 2.7 en donne une illustration.



¹⁴ Cette liste n'est pas exhaustive, mais donne quelques exemples clairs.



Figure 2.7: 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, certains déclenchements 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 Plan d'Adaptation que d'expliquer tous ces phénomènes en détail, mais ces derniers sont toutefois expliqués dans le plan de développement fédéral.

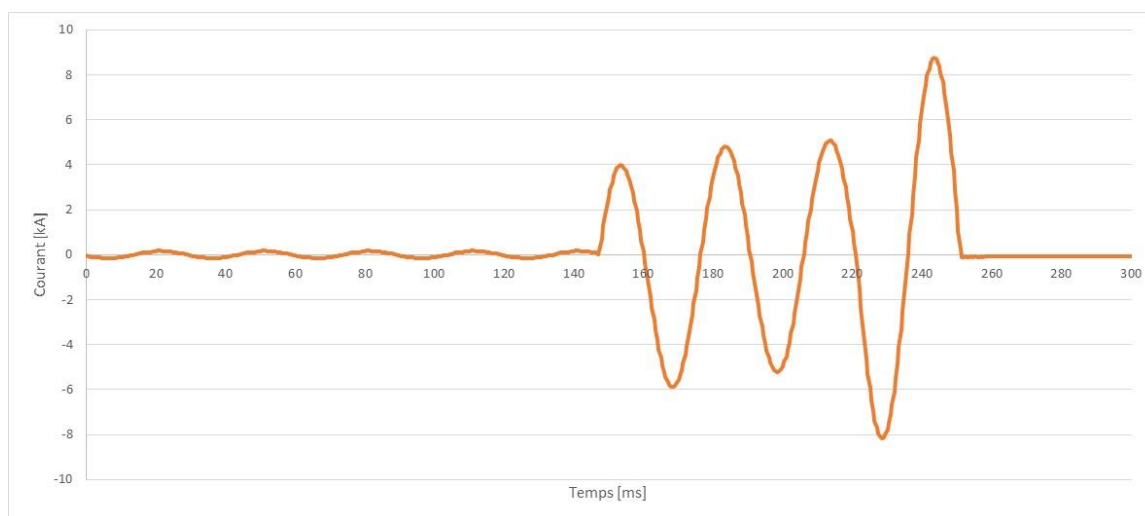


Figure 2.8 : Exemple de courant perturbé, suite à un court-circuit. Après avoir éliminé le court-circuit, le courant est de 0 kA.



2.4.2.3 Des modèles pour la condition et la performance 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.

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 = $1 - [\text{AIT (Elia interne + risque intrinsèque)}] / [\text{nombre de minutes dans l'année}]$

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

	2020	2021	2022	2023
Disponibilité onshore aux points de connexion	0.999994	0.999996	0.999996	0,999994

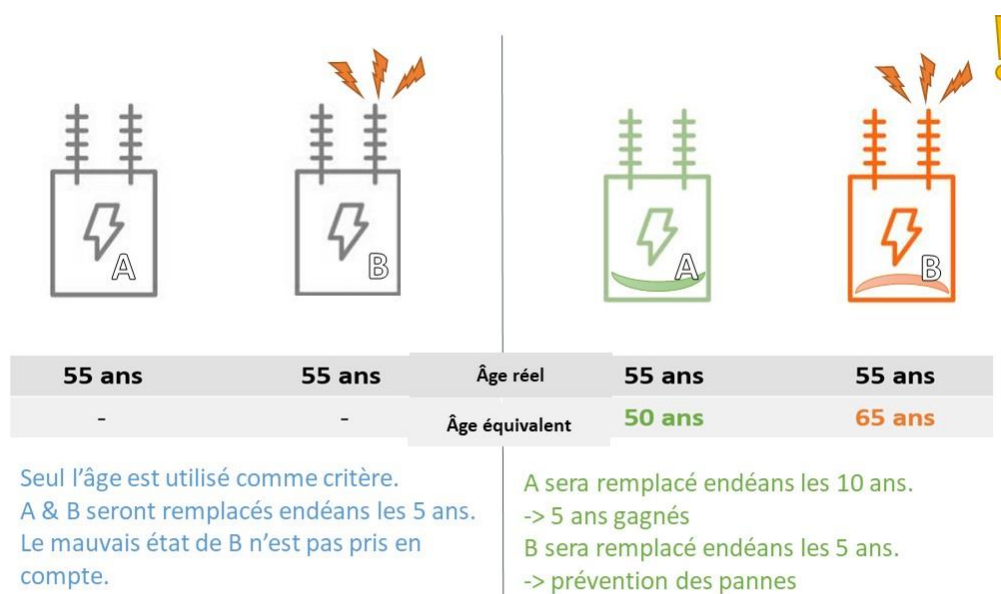
Une telle gestion n'est possible que si l'on peut estimer l'évolution de l'état et des performances de chaque équipement du réseau, de sorte qu'il est possible de déterminer quand un équipement devient obsolète. Il est important de comprendre que la « vétusté » va bien au-delà de la simple usure. Il 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 (§2.3.4 et §2.3.5).

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.



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.

Figure 2.9: Gestion des équipements basée sur le temps ou sur l'état des équipements

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.

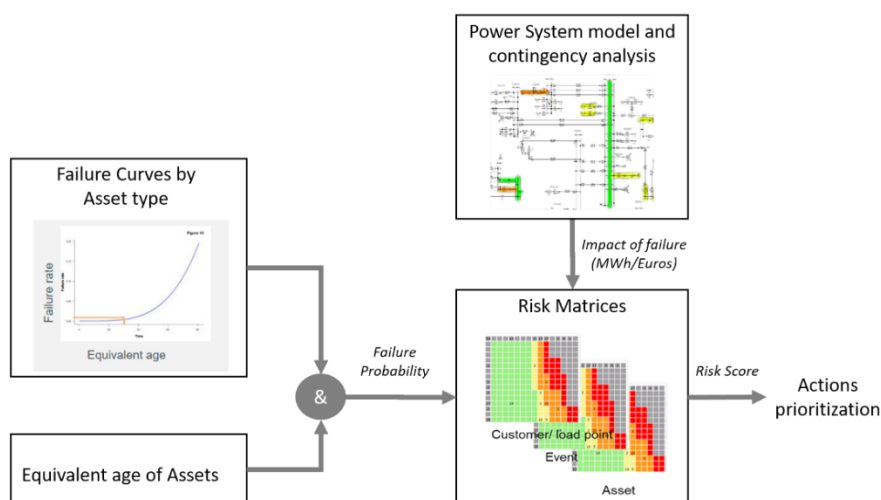


Figure 2.10 : Prise de décision future basée sur le risque pour la gestion du déclassement ou du remplacement des équipements

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.

2.4.3 Élaboration de solutions

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**.

2.4.3.1 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 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.

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 »).

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.



2.4.3.2 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 d'Adaptation, 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), ce qui doit permettre d'exploiter le grand potentiel de flexibilité encore inutilisé du système. Pour une description complète du CCMD, veuillez vous reporter au « white paper » complet [ELI-13].

2.4.3.3 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 2.11.

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.

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. (voire §2.5.2.1)

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.

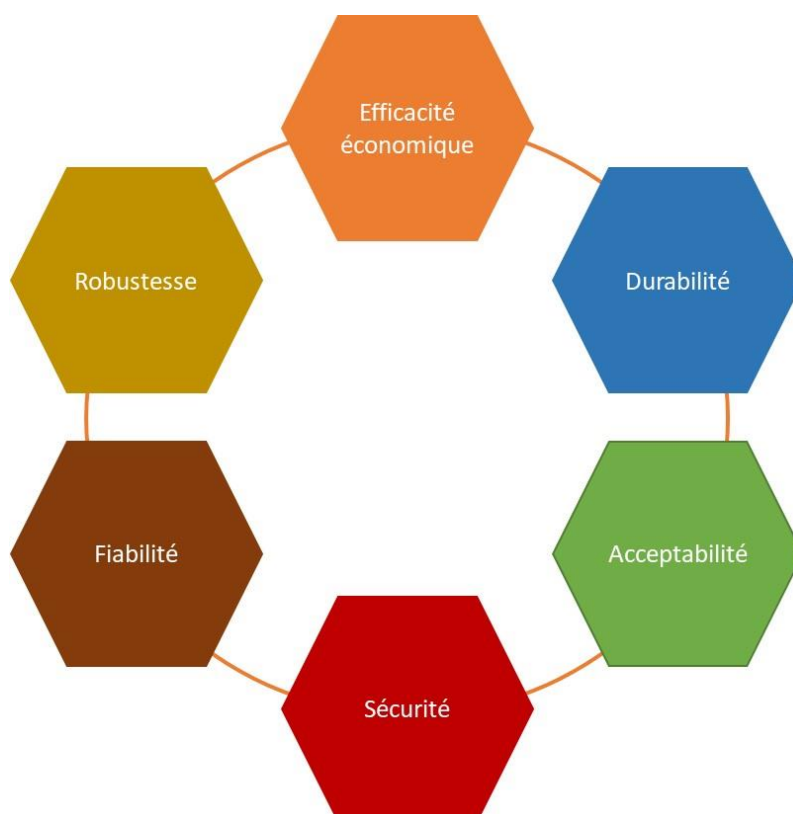


Figure 2.11: Évaluation des solutions possibles



2.4.4 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 un exercice d'arbitrage qui a lieu régulièrement.

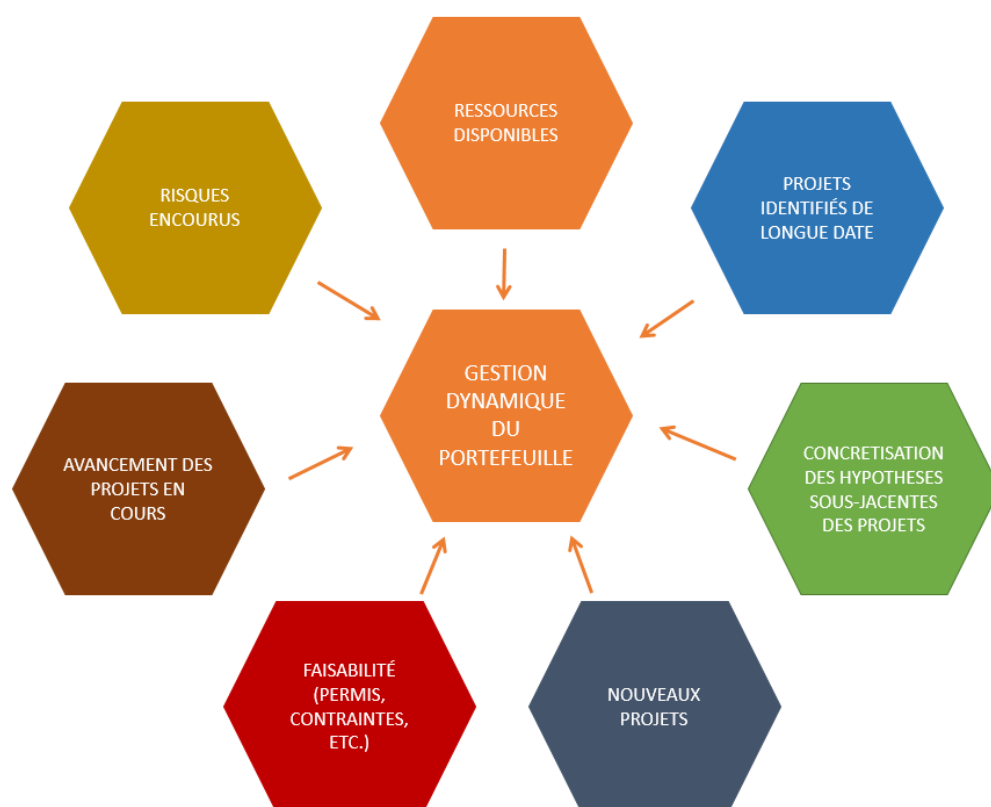


Figure 2.12 : Gestion dynamique du portefeuille de projets



Concernant le présent plan d'Adaptation, la clause de non-responsabilité générale s'applique, à savoir que la planification des projets mentionnés dans le présent plan d'Adaptation 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 contraintes et également à d'autres. Elia peut donc réviser la planification de ce plan d'Adaptation en fonction de ces contraintes.

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

En tant que gestionnaire de réseau de transport local de la Région wallonne, Elia agit dans l'intérêt de la société et s'engage donc à contribuer à une économie et une société durable. Elia contribue non seulement par ses activités à l'approvisionnement électrique du pays et à la transition énergétique, mais mène également ses 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 d'Adaptation. 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.

2.5.1 Lutte contre le changement climatique

La lutte contre le changement climatique, comme expliqué dans la section §2.2, 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 d'Adaptation.

D'autre part, les activités quotidiennes d'exploitation et de maintenance du réseau de transport génèrent également des émissions de CO₂. 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 SF₆. Ainsi, Elia s'engage à contribuer à la réduction des émissions de CO₂ 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 CO₂ liées à la mobilité. Par ailleurs, Elia travaille un plan par étapes visant à réduire à terme l'utilisation du gaz SF₆, un puissant gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement de près de 24 000¹⁵, dans ses installations haute tension.

¹⁵ Cela signifie que l'émission d'une tonne de SF₆ a le même effet sur le réchauffement de la planète que ~24 000 tonnes de CO₂.



Compte tenu de cet impact potentiel, il existe un mouvement mondial visant à développer des alternatives au gaz SF₆.

Elia s'est également engagée à maintenir le taux de fuite de SF₆ 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 CO₂ (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 gestionnaire de réseau et de durabilité du secteur énergétique que dans ses activités quotidiennes, Elia veut réduire son impact CO₂ en intégrant explicitement l'empreinte CO₂ dans toutes ses décisions.

Pertes 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 :

$$I[A] = \frac{P[W]}{U[V]}$$

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

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

Si la liaison a une résistance de 1 Ohm, il y aura une perte de 4 MW (4 000 000 W) à la haute tension et une perte de 16 MW (16 000 000 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 à des niveaux de tension inférieurs). En atteste la Figure 2.13.



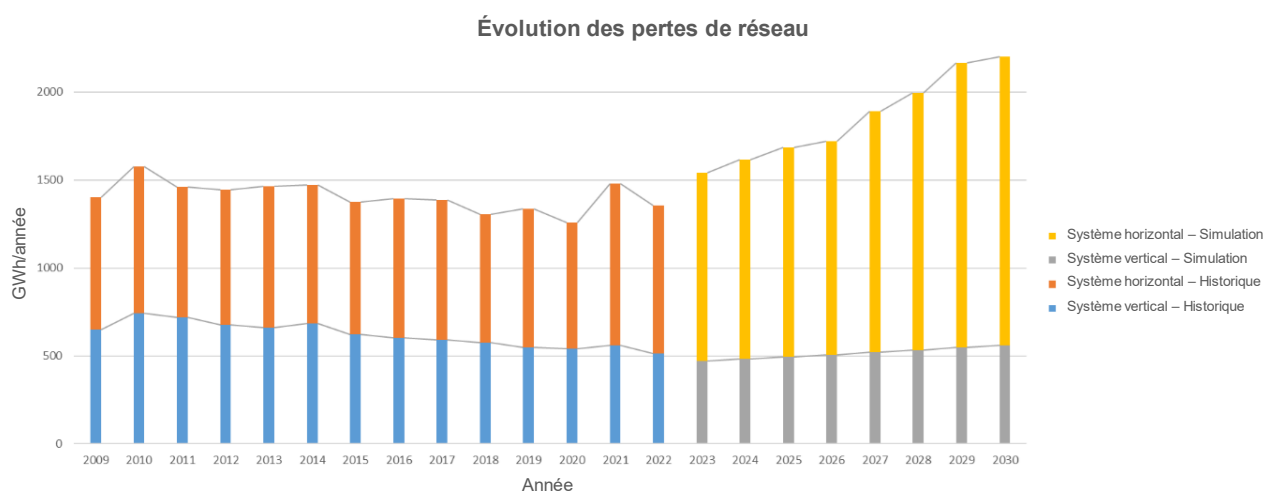


Figure 2.13 : Évolution des pertes de réseau pour le système horizontal et vertical belge.

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 (voir section §2.4). 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 CO₂ 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.

Compte tenu des évolutions ci-dessus, **l'intégration des énergies renouvelables dans le système est le bon levier pour réduire les émissions de CO₂ 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 CO₂** 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 CO₂ grâce à l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable.



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 CO₂ dues à la réalisation de cette nouvelle infrastructure.

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 plan, 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.

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)¹⁶, qui indique que les pertes du réseau de transport sont déjà faibles dans les pays européens : entre 0,5 et 3 %.¹⁷

Sous-stations à haut rendement énergétique

La consommation d'énergie des 400 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 §4.3.9. L'efficacité énergétique dépend aussi de l'action quotidienne de nos équipes et des personnes sur le terrain.

¹⁶ Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)

¹⁷ CEER, *2nd CEER Report on Power Losses*, Ref: C19-EQS-101-03, 23 March 2020, p.7.



2.5.2 Soutien public aux infrastructures

2.5.2.1 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 l'ensemble des acteurs 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 2.14), 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.

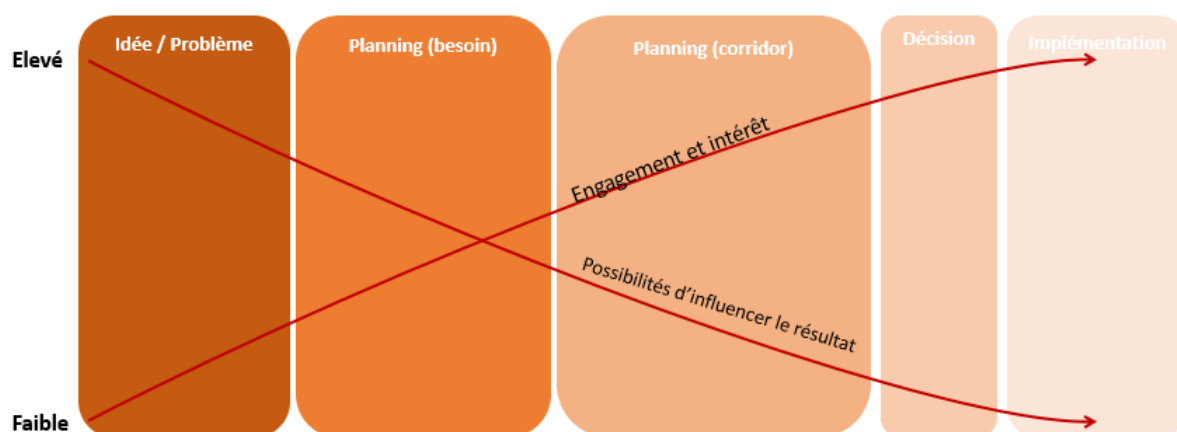


Figure 2.14 : Évolution des pertes de réseau pour le système horizontal et vertical belge.

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.

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 terre 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 généralement préférés pour les niveaux de tension régionaux. Toutefois, dans certains cas, de nouvelles liaisons sont réalisées en construisant des lignes au vu des avantages (coût, accessibilité, disponibilité...). Ces nouvelles lignes sont de préférence regroupées avec d'autres infrastructures (principe de regroupement), telles que d'autres lignes à haute tension, voiries publiques, des cours d'eau, etc. Elia veille également à ce que la longueur totale du réseau de transport aérien en Belgique 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.

2.5.2.2 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 barres tubulaires par rapport aux anciennes stations équipées de câbles 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 SF₆. Comme expliqué à la section §2.2.2.1, 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.

2.5.2.3 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 de la région Wallonne que toutes nos installations doivent respecter, à savoir 100 μ T.

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 pas être définitivement écartée.

Par conséquent, il y a des règlements qu'Elia suit strictement.

Elia prend par ailleurs 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. Lors de la construction d'une nouvelle ligne, les maisons sont évitées autant que possible. Les anciennes lignes existantes qui sont démantelées traversent par ailleurs le plus souvent des zones résidentielles.

Par conséquent, dans l'ensemble, le nombre de maisons/personnes situées dans la zone de champ magnétique diminue.

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.

2.5.2.4 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.

2.5.3 Protection de l'environnement

2.5.3.1 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 étude de bruit est réalisée. Sur la base des mesures de bruit des transformateurs existants, une simulation est faite de la situation après le renforcement, 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.

2.5.3.2 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 appliquée consiste à équiper les transformateurs d'une cuve étanche en béton : en cas d'accident impliquant une fuite d'huile, la cuve permet de tout récupérer. Les dimensions des cuves sont prévues pour résister aux situations extrêmes, où elles devraient récupérer la totalité du volume. Un séparateur d'hydrocarbure et un filtre à coalescence supplémentaire avec une soupape automatique sont intégrés aux cuves afin d'assurer l'évacuation propre des eaux de pluie. Elia a développé une procédure interne qui garantit un assainissement rapide et efficace. En cas d'accident grave, Elia contactera les autorités concernées.

En Wallonie, tous les transformateurs sont encuvés de manière étanche, conformément aux conditions sectorielles et intégrales relatives aux transformateurs statiques.

2.5.3.3 Politique de gestion des eaux dans les postes

Le traitement des eaux dans les quelque 600 postes à haute tension exploités par Elia en Belgique concerne principalement les eaux de pluie qui tombent sur les installations à haute tension (transformateurs), les surfaces imperméables (toits, voie asphaltée) et perméables (routes de gravier) et une consommation d'eau limitée pour les sanitaires. Lors de construction de nouveaux postes, mais aussi d'extension ou de rénovation de postes existants, les investissements nécessaires sont prévus en fonction des principes suivants :

- garantir que les eaux de pluie tombant sur les installations (transformateurs) soient toujours évacuées sans la moindre trace de pollution (à l'huile) (voir section §2.5.3.2) ;



- limiter les surfaces imperméables. Dans cette optique, les axes routiers sont aménagés avec des bacs de gravier renforcés et non plus de l'asphalte sur du béton. Les canalisations d'évacuation sont évitées pour les revêtements existants, et nous prévoyons un système naturel d'écoulement et d'infiltration à côté de la route. Enfin, l'eau de pluie sur les toits est récupérée pour être réutilisée (sanitaires) et le trop-plein est infiltré sur le terrain même.

2.5.3.4 Politique de protection de la nature

Oiseaux

Les risques de collision pour les oiseaux concernent surtout les lignes aériennes à haute tension. 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 145 km. Dans les années à venir, Elia poursuivra ses efforts pour baliser le plus possible les lignes dangereuses pour les oiseaux.

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 néanmoins être construites dans ces zones, des mesures d'atténuation telles que l'installation de balises seront prévues. Grâce à ces balises sur les conducteurs, les lignes aériennes deviennent plus visibles pour les oiseaux et le risque de collision est considérablement réduit.

Gestion de la verdure

Aucun arbre ne peut pousser à proximité des lignes à haute tension afin de prévenir tout court-circuit ou problème de sécurité causés par les chutes d'arbres. Jusqu'il y a peu, la gestion régulière consistait à libérer de toute végétation ascendante un couloir passant sous les lignes, et ce, tous les 5 à 8 ans. Dans le cadre de la nouvelle approche, Elia effectue une analyse pour les lignes à haute tension nouvelles et existantes en fonction du tracé (prévu). Nous déterminons si, dans les zones boisées, les espaces naturels, voire même sous les pieds de pylône dans les régions agricoles, le corridor traversé par la ligne, qui doit normalement être libéré de toute végétation ascendante, peut tout de même être aménagé afin de créer une valeur ajoutée pour la nature environnante en apportant des végétations stables, et ce, selon les principes du projet Life Elia. Cette nouvelle approche est non seulement bénéfique pour la biodiversité mais générera aussi des frais d'entretien du réseau moins élevés à terme.





Figure 2.15: Site du projet Life Elia à Nassogne, corridor de la ligne 70.333 entre Forrières et Herbaimont





3. Identification des besoins du système



Projet d'Angleur (rénovation de la cabine 6 kV)



3.1 Introduction

Le portefeuille de projets expliqué aux chapitres 5 et 6 est le résultat d'un processus décrit au paragraphe §2.4.

Lors de l'établissement d'une étude long terme, les scénarios d'évolution de charge et de production sont établis et les besoins de remplacement ou d'adaptation des équipements arrivés en fin de vie sont déterminés.

3.2 Scénarios - Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées

Dans la section §2.2 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, 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 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**.

Les hypothèses mentionnées ci-dessous sont directement issues de l'étude Adequacy & Flexibility 2024-2034 publiée en 2023 par Elia [ELI-1] [ELI-21] et servent de base, après concertation avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution, pour les études mentionnées au chapitre § 2.4.2.



VEHICULES ELECTRIQUES

En termes de véhicules électriques, une pénétration équivalente de 2,49 millions de véhicules en Belgique, dont 585 000 dans la région wallonne est estimée à l'horizon 2034. Le nombre équivalent de véhicules a été calculé sur base d'un parc moyen de 18 kWh/100km.

Dans le cadre de nos études long terme, le profil de charge des véhicules électriques est 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 superpose au moment de la pointe de consommation électrique déjà observée en soirée.



- « Charge optimisée » : 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.

Lors de nos études, il n'est pas considéré à l'horizon 2034 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.

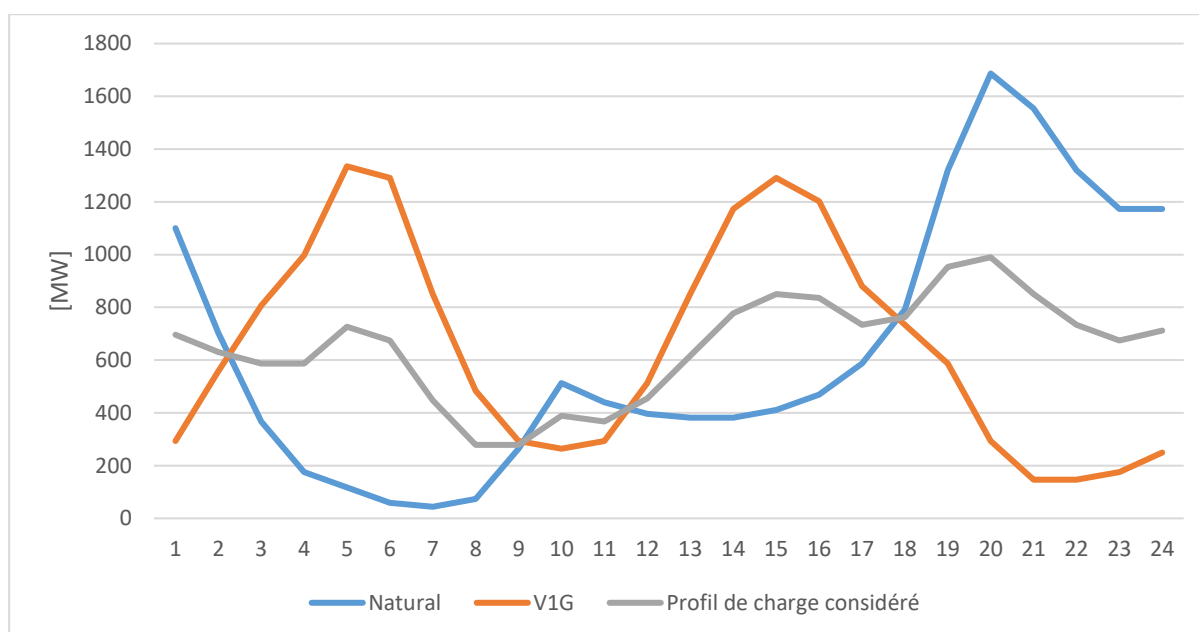


Figure 3.1: Profil de charge global des véhicules électriques



POMPES A CHALEUR

En termes de pompes à chaleur, une pénétration équivalente de 1,9 millions d'unités en Belgique, dont 448 000 dans la région wallonne (380 000 dans le secteur résidentiel et 68 000 dans le secteur tertiaire), est estimée à l'horizon 2034.

Le profil de consommation est modélisé en suivant les hypothèses également utilisées par ENTSO-E.



ONSHORE WIND

En termes d'éolien onshore, une capacité installée de 6,9 GW en Belgique est prise en compte dont 3,5 GW dans la région wallonne à l'horizon 2034.





PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

En termes de panneaux photovoltaïques, une capacité installée de 18 GW en Belgique, dont 6,5 GW dans la région wallonne, est prise en compte à l'horizon 2034.

3.3 Besoins de remplacement

Le renouvellement des équipements du réseau de transport local arrivés en fin de vie constitue 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.

3.3.1 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. Il est important de les réaliser de manière à ne pas accumuler un retard par la suite.

La figure suivante illustre la répartition des équipements de protection, sur les réseaux électriques d'une tension inférieure à 110 kV, par année de construction. Cela donne un bon aperçu de l'évolution des technologies utilisées, des dispositifs de protection électromécaniques aux dispositifs de protection numériques en passant par les dispositifs électroniques.

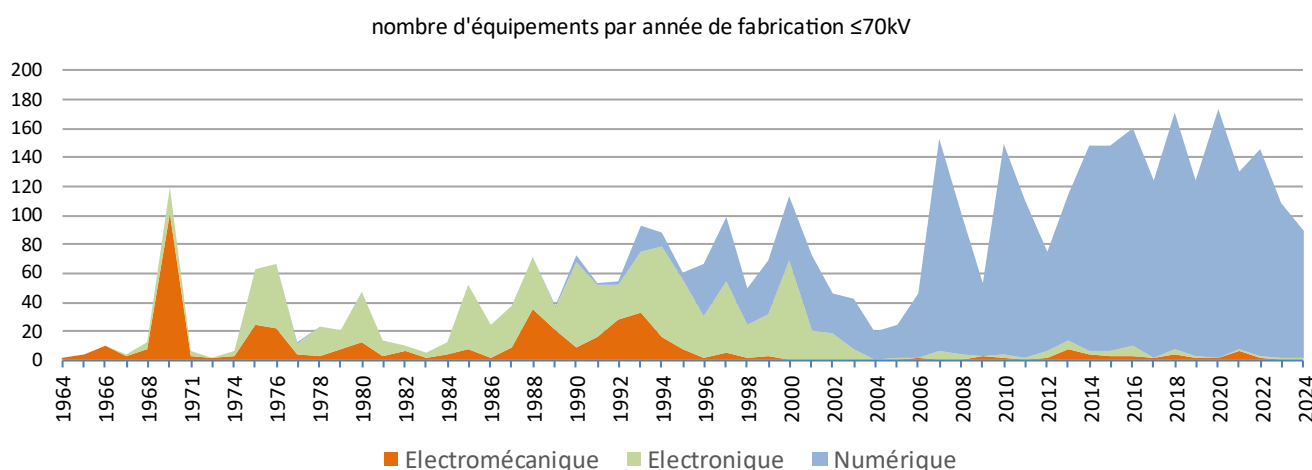


Figure 3.2 : Répartition des équipements de protection, par année de construction



3.3.2 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, on devra continuer à investir dans le remplacement des équipements à haute tension dans les années à venir. Les pics éventuels pourront être étalés grâce aux méthodologies de gestion du risques mises en place, comme expliqué au paragraphe § 3.3.4.

La Figure 3.3 indique la répartition des principaux équipements à haute tension, sur les réseaux électriques dont le niveau de tension est inférieur à 110 kV, par année de construction :

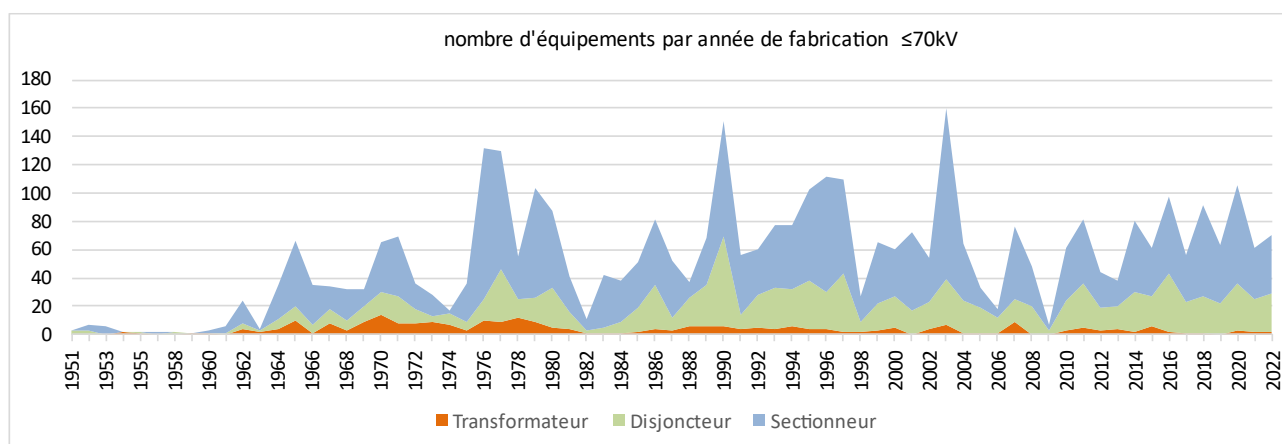


Figure 3.3: Répartition des équipements de haute tension, par année de construction

3.3.3 Les équipements de lignes à haute tension et câbles souterrains

La Figure 3.4 montre la répartition en fonction de l'année de construction des liaisons.

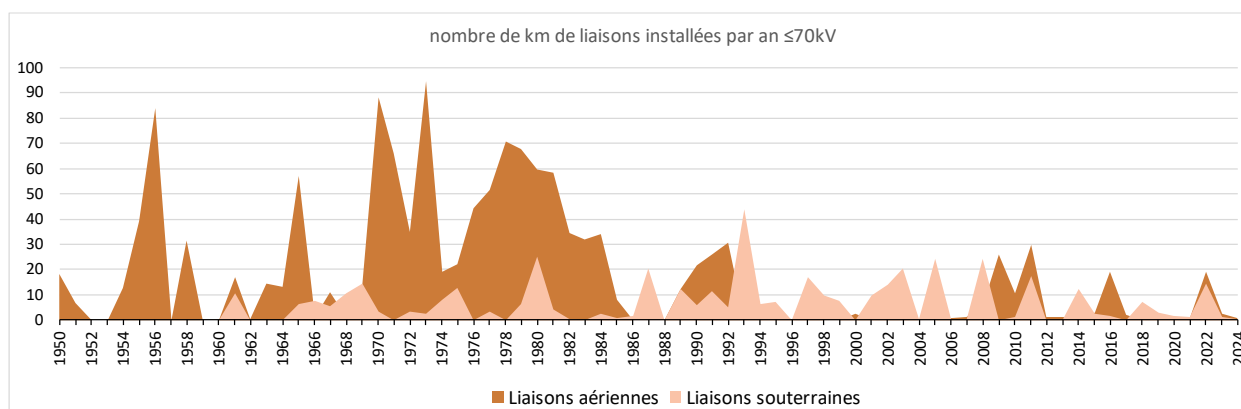


Figure 3.4: Répartition des équipements de lignes à haute tension et câbles souterrains, par année de construction



3.3.4 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.

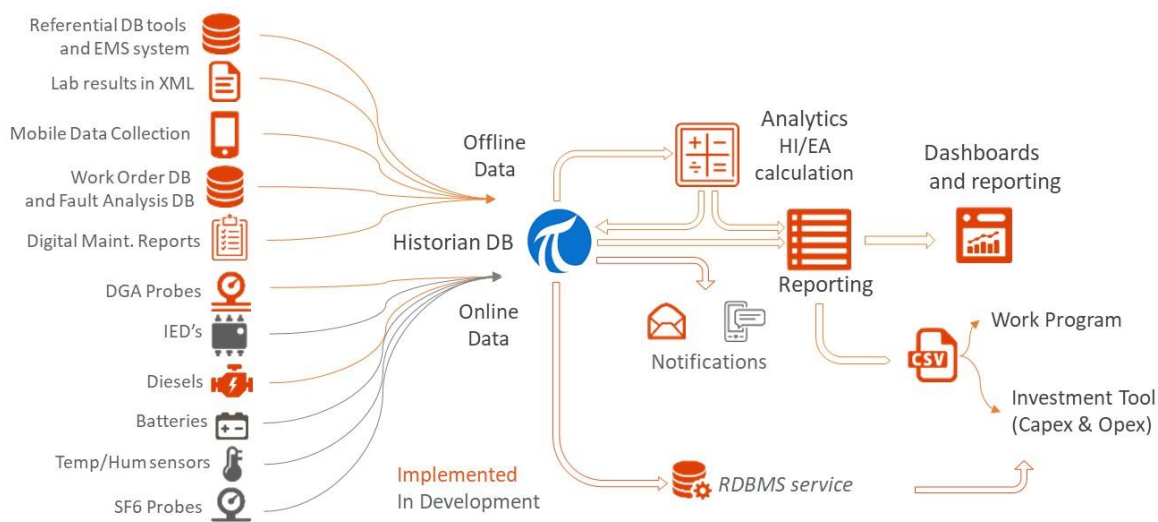


Figure 3.5: Gestion de base de données

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 l'ensemble des résultats d'inspections, de mesures et de données real-time obtenues concernant l'équipement en question. 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 la durée 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 ne 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 a 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 retrofit¹⁸. 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.

¹⁸ Le retrofit 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. Réseau de transport local en Région Wallonne



Chantier du nouveau câble Auvelais – Gembloux



4.1 Visions générales du développement du réseau de transport local

4.1.1 Rationalisation des réseaux de transport locaux 36 kV et 70 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés

Elia vise un optimum global pour le réseau électrique, que ce soit au niveau du réseau haute tension qu'Elia gère sur la base des compétences régionales et fédérales ou au niveau du réseau moyenne tension géré par le Gestionnaire de Réseau de Distribution¹⁹. C'est la raison pour laquelle ce Plan d'Adaptation comprend également des investissements qui bénéficient aux niveaux de tension plus 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 élevé, tel que le 110 kV ou 150 kV, permettant un accroissement de la puissance transportée, 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 total 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 à 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 tout 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 (cfr. explications au paragraphe §4.2).

En tout cas, les niveaux de tension 150 et 110 kV sont mutuellement exclusifs : un seul niveau est développé sur une même zone géographique.

¹⁹ L'optimum est donc également concerté avec le GRD concerné.



4.1.2 Découplage des réseaux 70 kV

Les flux de plus en plus importants sur le réseau 380 kV peut également avoir un impact sur le réseau sous-jacent. Ainsi, les réseaux 70 kV bouclés peuvent constituer un chemin parallèle aux réseaux 380 kV ; des surcharges sur ces réseaux 70 kV peuvent dès lors être observées. Cela peut alors conduire à la nécessité de découpler les réseaux 70 kV à certains endroits pour les exploiter comme des zones isolées. Pour y parvenir, des transformateurs 380 / 70 kV ou 220 / 70 kV supplémentaires sont susceptibles d'être placés. C'est la raison pour laquelle un second transformateur 380 / 70 kV sera ainsi installé à Achêne.

4.1.3 Intégration de la production décentralisée

Le réseau de transport local existant permet déjà une intégration poussée des unités de production décentralisée (voir §2.3.2), 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.

La création d'un hub 30 ou 36 kV est un concept qui peut être 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 à 25 MVA doivent être raccordées et/ou en dehors du périmètre précité, il peut arriver que le niveau moyenne tension actuel ne soit pas suffisant pour ces demandes. Ces circonstances s'appliquent lors du développement de nouvelles zones PME et du raccordement de grands clusters de production décentralisée ou d'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. Pour plus de détails concernant la location possible de hubs de productions décentralisées en Wallonie, le lecteur est renvoyé au paragraphe §4.3.7.

Un renforcement du réseau de transport local 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.



4.1.4 Besoin de capacité de transformation supplémentaire en moyenne tension à la suite de la hausse des prélèvements dans le réseau à 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 §3.2), Elia recherche toujours l'optimum technico-économique en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Une électrification croissante, telle que décrite au §3.2 fait apparaître une pression accrue sur la puissance de transformation disponible. A l'horizon 2035, les impacts semblent relativement modérés. Néanmoins, une vigilance accrue est indispensable afin de pouvoir anticiper au mieux les investissements nécessaires.

En cas de dépassement de la capacité de transformation en moyenne tension dans un poste, l'approche est la suivante :

- Elia 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.

4.1.5 Considérations sur l'usage de la flexibilité

Considérant les investissements en infrastructure souvent importants pour raccorder des charges complémentaires et de nouvelles productions 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 ; Exploitation 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.



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-dessus 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.

Pour une description complète du CCMD, voir le « white paper » correspondant [ELI-13].

4.2 Réseau de transport local en Région wallonne: situation actuelle et vision long terme

La partie 70 kV du réseau de transport local de la Région wallonne peut être différencié en plusieurs zones:

- Le réseau 70 kV liégeois, qui alimente la ville de Liège et sa périphérie, sera rationalisé et restructuré en utilisant au maximum les infrastructures existantes.
- Le réseau 70 kV du Hainaut et de l'ouest du Brabant wallon est encore fort important. Toutefois, il sera progressivement réduit moyennant substitution par un réseau 150 kV.
- Au sud-est du Brabant wallon, le réseau 36 kV est renforcé au départ du réseau 150 kV tandis que le niveau 70 kV y est peu à peu éliminé afin de rationaliser les plans de tension.
- Historiquement, les réseaux namurois et luxembourgeois ont été essentiellement développés en 70 kV. Les niveaux de tension de 150 kV et 220 kV y sont peu présents.

Il y a quelques années, Elia a décidé d'apporter une innovation dans le développement de cette dernière zone. Il s'agit d'entamer la conversion du réseau à 70 kV vers le niveau 110 kV. Les raisons de ce choix sont multiples:

- Le matériel 70 kV n'est pas utilisé de manière standard dans le monde; les fabricants ne proposent plus à Elia que du matériel 110 kV. Le surcoût pour installer ce matériel pour qu'il puisse être réellement exploité à la tension de 110 kV est faible au regard de l'augmentation de capacité de transport rendue possible.
- les lignes à 70 kV arrivent peu à peu à leur fin de vie. Par conséquent, des frais de rénovation s'annoncent. Leur reconstruction au gabarit 110 kV n'entraîne qu'une faible augmentation de hauteur pour une capacité de transport augmentée de 57% à conducteurs identiques.



- la technologie des poteaux en béton à haute performance, permet d'atteindre les hauteurs nécessaires, sans devoir mettre en œuvre des structures métalliques, du moins dans les tracés rectilignes.
- un besoin de capacité de transport supplémentaire émerge avec les mesures de soutien à la production verte.

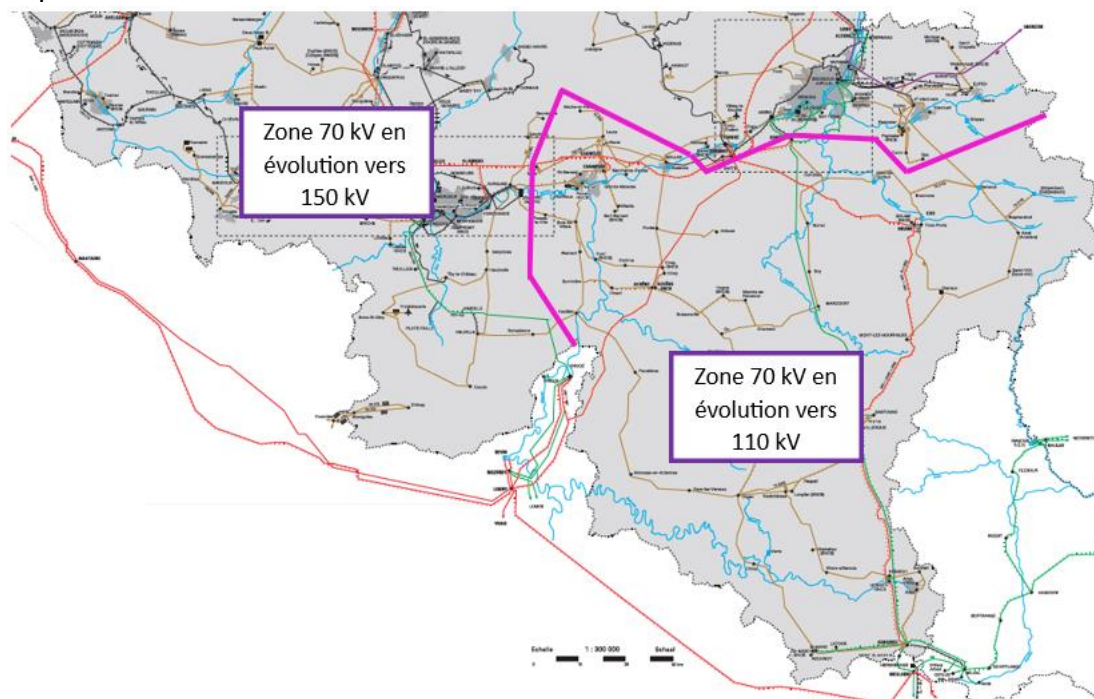


Figure 4.1 : Zones 70 kV évoluant vers 150 ou 110 kV

4.3 Décret électricité wallon

Cette section reprend les différents éléments d'information demandés à l'article 15 du décret électricité wallon. Il faut noter que cet article 15 a récemment été modifié par le décret du 5 mai 2022.

4.3.1 Description de l'infrastructure existante

La description de l'infrastructure existante est reprise au chapitre §3.3.

4.3.2 Evolution probable de la production et de la consommation compte tenu des mesures d'efficacité énergétique et de flexibilité

Le lecteur est renvoyé au chapitre §3.2 du présent plan qui explique l'élaboration des scénarii en termes de production et de consommation.

4.3.3 Description des moyens mis en œuvre et des investissements à réaliser pour rencontrer les besoins estimés

Le lecteur est renvoyé au chapitre §6 du présent plan qui reprend une description de l'ensemble des projets prévus dans le cadre du Plan d'Adaptation wallon 2025-2035.



4.3.4 Objectifs de qualité des services poursuivis

L'objectif de qualité poursuivi se définit plus en termes de moyens mis en œuvre pour assurer l'alimentation des utilisateurs du réseau et des gestionnaires de réseau de distribution qu'en terme de durée et de nombre de pannes d'alimentation. Les critères actuels de dimensionnement du réseau de transport prévoient essentiellement la continuité d'alimentation des consommateurs, même en cas d'indisponibilité d'un élément du réseau tel qu'une ligne, un câble ou un transformateur. Cependant, certains incidents hors critères de dimensionnement ou certaines spécificités topologiques locales peuvent mener à des interruptions. Celles-ci sont monitorées de près et font l'objet d'un rapport qualité annuel destiné au régulateur. Dans ce rapport, Elia tient à jour des statistiques d'incidents et analyse systématiquement tous les incidents ayant conduit au dysfonctionnement d'un élément du réseau afin d'intégrer ce retour d'expérience dans ses politiques de développement du réseau.

4.3.5 Interventions urgentes intervenues depuis le plan précédent

Depuis le 1er septembre 2023 jusqu'au 31 août 2024, différents événements importants ont nécessité une intervention urgente des services de garde d'Elia sur le réseau de transport local.

- Le **2/11/2023**, un court-circuit se produit sur la ligne 70.900 entre Hannut et Saives par le contact entre le câble de mise à la terre du câble de garde et une phase. Le câble s'est déporté sous l'effet du vent. Un déclenchement c'est fait, suivi d'un réenclenchement sur défaut, suivi d'un déclenchement définitif. La charge est reprise par le réseau de distribution. Des réparations urgentes sont réalisées.
- Le **29/11/2023**, un court-circuit sur la ligne 70.156 entre Achêne, Hogue et On est causé par l'amorçage entre la benne d'un camion de tiers et le conducteur inférieure de la ligne qui tombe à terre. Des intervention urgentes ont eu lieu afin de pouvoir réalimenter le poste de Hogue. Les réparations nécessaires ont été effectués.
- Le **30/12/2023**, un court-circuit se produit dans la zone du transformateur n°1 (70/15kV) côté 15kV à Deux-Acren, causé par une fouine. Un transfert automatique de la charge est effectué et après contrôle visuel de l'installation, la situation normale est remise.
- Le **14/01/2024**, un court-circuit sur une phase se présente dans la zone du transformateur n°2 (70/15 kV) à Heid-de-Goreux suite à un court-circuit de la terminale du câble du transformateur auxiliaire, entraînant un déclenchement par ordre de la protection terre cuve. Une réparation urgente est effectuée.
- Le **3/02/2024**, un court-circuit se produit sur la ligne 70.110 entre Ligne, Deux-Acren et Ath (sous-station d'un tiers), à la suite d'un conducteur cassé. Un réenclenchement automatique est fait à Ligne donnant un nouveau court-circuit avec déclenchement définitif. Le câble est tombé sur une habitation et provoqué des dégâts électriques ainsi qu'un début d'incendie qui a nécessité l'intervention des pompiers.
- Le **20/03/2024**, un court-circuit est causé sur la liaison 70.301 entre Orgeo, Villeroux et Vaux-sur-Sûre. Le déclenchement initial est suivi d'un réenclenchement automatique sur défaut, conduisant ainsi à un déclenchement définitif de la ligne. Lors de la patrouille d'urgence, plusieurs nids en formation ont été observés.
- Le **14/05/2024**, un court-circuit se produit sur la ligne 70.109 entre Ligne et Ath (sous-station d'un tiers) lorsqu'un élévateur d'un tiers entre dans la zone d'amorçage de la ligne pendant



la réalisation de travaux des tiers. Le déclenchement est suivi d'un réenclenchement automatique non réussi de la ligne à cause de l'élévateur toujours présent dans la zone d'amorçage. Le conducteur de la phase touchée tombe par terre à la suite de l'incident. Une intervention urgente de différentes équipes d'Elia est effectuée.

- Le **14/05/2024**, un court-circuit se présente sur la ligne 70.917 entre Ans, Bouxthay et Herstal, causé par le claquage de l'isolant d'une phase d'un transformateur de tension à Bouxthay. Un nouveau court-circuit après réenclenchement automatique est suivi d'un déclenchement définitif. A l'arrivée de la garde sur place il constate que le transformateur de tension d'une phase de la ligne est explosé et en feu. Une sécurisation des installations est effectuée, suivi d'une intervention des pompiers.
- Le **24/06/2024**, un court-circuit sur le câble 30.5 entre les sites de Ghlin (sous-station d'un tiers), Mons (sous-station d'un tiers) et Zoning Ghlin se présente, de cause inconnue. La sous-station 30kV à Mons (sous-station d'un tiers) tombe hors tension pendant plus que trois minutes, et n'a pas la possibilité de reprise de charge via la tertre.6 entre Tertre et Mons (sous-station d'un tiers) qui est hors tension pour des raisons de travaux (peinture). Le dispatching demande la reprise en exploitation urgente de la liaison 30.6 afin de remettre sous tension la sous-station de Mons 30kV (sous-station d'un tiers) en attendant la patrouille de la liaison 30.5.
- Le **15/07/2024**, un court-circuit se produit dans la zone du transformateur n°2 (70/15kV) côté 15kV à Cierreux, causé par une fouine, suivie du déclenchement du transformateur. Le temps d'élimination du court-circuit était long, engendrant des dégâts à une borne. Un constat urgent des dégâts est effectué, suivi d'une réparation.

4.3.6 Etudes, projets et réalisations des réseaux intelligents et systèmes intelligents de mesure

Le lecteur est renvoyé au chapitre §2.2.2.2 concernant les projets innovants pour une utilisation plus optimale et plus sûre du réseau et au chapitre §4.1.5 concernant l'usage de la flexibilité.

4.3.7 Raccordement des unités de production d'électricité verte et quantification des éventuels surcoûts

Dans une démarche proactive, Elia publie chaque année des cartes interactives qui indiquent la capacité d'accueil attendue sur son réseau, sur le site [elia.be](https://www.elia.be)²⁰. Via ces cartes, les sites où un volume important de productions peut être raccordé, typiquement entre 50 et 125 MW au total, peuvent être identifiés. Cela est possible pour différents types de productions et avec différents seuils de flexibilité.

Pour ce niveau de puissance, comme explicité au paragraphe §4.1.3, un raccordement à une tension 30 ou 36kV s'avère optimal. Le principe retenu consiste à créer des hubs 36 kV dans les sites Elia existants qui permettent le raccordement d'une injection de maximum 125 MW dans le réseau à haute tension, si un potentiel suffisant de productions décentralisées est confirmé. Au départ de ces

²⁰ <https://www.elia.be/fr/clients/raccordement/capacite-d-accueil-du-reseau>



sites, des câbles 36 kV peuvent être posés afin de raccorder les productions décentralisées. Un seul câble peut collecter jusqu'à 30 - 40 MW sur une distance d'éloignement maximum de 30 km.

Si un potentiel suffisant de productions décentralisées est donc confirmé, Elia se charge de l'installation d'un transformateur (T)HT/36 kV sur son site ainsi que d'une cabine de répartition 36 kV, dans les 3 à 4 ans à partir de la signature du contrat. Au départ de cette cabine, le producteur fait poser un ou plusieurs câbles de 36 kV jusqu'à son site. Ce câble peut par exemple passer directement d'une éolienne à l'autre dans le cas du raccordement d'un parc éolien.

En outre, depuis 2018, la capacité permanente d'injection depuis les cabines à MT dans les transformateurs HT/MT est évaluée selon une méthode proposée par Synergrid et validée par la CWaPE. Cette méthode prend en compte le foisonnement de la consommation et des productions locales sur une année historique. La capacité permanente d'injection restante est au fur et à mesure recalculée sur base des demandes et mise à jour et publiée sur le site elia.be.

4.3.8 Cartographie du réseau HT nécessitant une adaptation en vue d'intégrer les productions d'électricité verte

La Figure 4.2 identifie sur la carte du réseau électrique cinq zones où l'ajout de productions vertes nécessite une adaptation du réseau de transport local amont. Il s'agit de :

1. La zone située à l'est de la Belgique où un premier projet de renforcement de la « boucle de l'est » a été mis en service et où une seconde étape est en cours de réalisation.
2. La zone Binche-Pâturage où le renforcement de la boucle du Hainaut nécessite au préalable la réalisation d'une nouvelle liaison Ciply-Pâturages pour laquelle les autorisations ont été obtenues ;
3. La zone du sud du Hainaut incluant notamment, sous réserve d'un accord préalable, la partie du réseau alimentée au départ de la France par le réseau RTE pour laquelle des projets ont été introduits dans le plan d'adaptation sous le paragraphe « Région entre Sambre et Meuse » ;
4. La zone aux alentours de Neufchâteau pour laquelle un projet est en cours de réalisation ;
5. La zone de Croix-Chabot – Hannut pour laquelle un projet aux alentours de Hannut est en cours d'exécution ;
6. La zone aux alentours de Villeroux – Herbaimont pour laquelle un projet est à l'étude pour le renforcement de la liaison entre les deux postes.



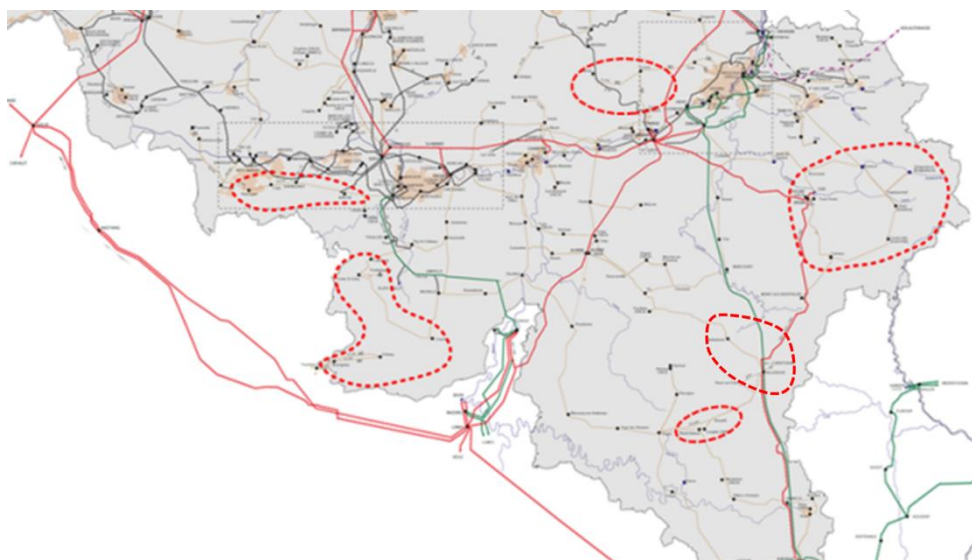


Figure 4.2 Zones saturées en production, nécessitant une adaptation du réseau de transport local amont

4.3.9 Suivi des mesures d'efficacité énergétique

Augmentation de la tension du réseau haute tension – Statut : Réalisé

Dans le cadre du développement de son réseau de transport, Elia étudie, lorsque cela s'avère nécessaire, l'intérêt du maintien de plusieurs niveaux de tensions au sein de la même zone géographique.

Dans le cadre de ses études, Elia prend plusieurs facteurs en compte, notamment les prévisions de charge et de production, la fin de vie des différents équipements, l'harmonisation du réseau, la gestion du réseau, mais également les éventuels impacts sur les pertes réseaux.

Dans différentes zones du pays, il existe déjà des visions d'upgrade du niveau de tension de certains réseaux, voire « d'optimisation » des différents niveaux de tensions existants.

Ces optimisations permettent une réduction théorique des pertes réseaux de l'ordre de 50% à 60%²¹ selon les zones considérées. Cependant, il est à noter que le caractère maillé du réseau de transport rend très complexe le calcul précis ainsi que la mesure de ces gains.

Utilisation de transformateurs énergétiquement efficaces – Statut : Réalisé

Le facteur "efficacité énergétique" est pris en considération dans les cahiers des charges des contrats cadre établis pour l'achat de transformateurs.

²¹ Les pertes Joules sont proportionnelles au carré du courant transité. Une élévation de tension réduit les pertes Joules dans le rapport inverse des tensions au carré. Par exemple, un passage du niveau tension 6,6 kV vers le niveau de tension 11 kV entraîne une réduction théorique des pertes de 64%.



Depuis son établissement en 1993, Elia travaille avec des accords cadre dans lesquels le concept de capitalisation des pertes a été introduit en vue de limiter les pertes totales sur la durée de vie complète des transformateurs de puissance. Cela signifie en pratique que les constructeurs optimisent leur design sur base d'un coût capitalisé des pertes, tant en charge qu'hors charge. L'attribution des contrats cadre se fait sur base du TCO (Total Cost of Ownership) dans lequel le coût des pertes est actualisé. Lors de l'entrée en vigueur du nouveau règlement européen sur l'EcoDesign (EU 548/2014 relative à la mise en œuvre de la Directive 2009/125/EC), Elia a contrôlé l'ensemble des transformateurs de ses contrats cadre et a constaté que tous satisfont déjà aux exigences reprises à l'annexe 1 du règlement (application à partir du 21 juillet 2021).

Il est également prévu de satisfaire au règlement européen lors du renouvellement des contrats cadre visant l'achat de nouveaux types de transformateurs pour le réseau Elia.

Diminution de la consommation propre dans les postes – Statut : en exécution

La consommation d'énergie dans les sous-stations est entièrement électrique. Dans la plupart des cas, elle est fournie par le réseau Elia au travers d'un transformateur de services auxiliaires. Deux grandes catégories d'utilisateurs peuvent être distinguées : l'ensemble des installations qui garantissent le fonctionnement de la sous-station d'une part, les bâtiments et leur éclairage et chauffage d'autre part. Il n'y a peu, voire pas de marge pour intervenir au niveau de la consommation des installations techniques. Notre stratégie est en conséquence centralisée sur l'efficacité énergétique des bâtiments dans les plus de 400 sous-stations Elia, ainsi que la compensation de la consommation restante, dans la mesure du possible, par une production renouvelable propre au moyen de panneaux photovoltaïques.

Les actions suivantes aideront à améliorer l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments tout comme les bâtiments existants :

- La rénovation de toitures : une isolation sera prévue lors de la rénovation de toitures arrivant en fin de vie.
- Le remplacement des bâtiments les plus vieux : lors du renouvellement ou de l'extension de sous-stations, la priorité est donnée aux nouveaux bâtiments plutôt qu'à la rénovation de bâtiments plus anciens.
- La surveillance et le contrôle centralisés du chauffage et de la ventilation d'anciens et nouveaux bâtiments aidera à réduire au minimum le temps d'activation (du chauffage). L'objectif est d'équiper environ 600 bâtiments existants, représentant une surface de 132 000 m², d'ici 2030.
- Lors de nouvelles constructions, des pompes à chaleur pour le chauffage et le refroidissement seront prévues. En plus du gain en efficacité, nous anticipons également les risques de surchauffe en raison du changement climatique. Dans les bâtiments existants, les moyens de chauffage plus anciens et moins efficaces seront également remplacés par des pompes à chaleur, en fonction du cycle de vie et des éventuels besoins de refroidissement.
- La production de notre propre énergie renouvelable : nos nouveaux bâtiments et certaines sous-stations existantes seront équipés de panneaux photovoltaïques afin



d'au moins compenser la consommation permanente de nos installations techniques par notre propre production. En 2024, Elia a commencé à installer les premiers panneaux photovoltaïques sur ses postes, avec pour objectif d'installer un total de 46 000 m² de panneaux d'ici la fin de l'année 2030.

En complément, la sensibilisation de nos collaborateurs constitue un bras de levier important. L'utilisation rationnelle de l'énergie dépend également des actions journalières de nos équipes et collaborateurs sur le terrain.

Diminution du nombre de déplacements grâce à la télérelève et la télémaintenance – Statut : en exécution

L'ensemble des compteurs Elia est équipé pour la télérelève et la télémaintenance. En d'autres mots, tout peut être réalisé à distance. Les compteurs sont en outre tous compatibles avec le smart-metering.

L'ensemble des disjoncteurs du réseau Elia est également commandable à distance. Il en va de même pour tous les sectionneurs des grands postes 70 kV et de tous les postes d'un niveau de tension supérieur à 150 kV.

La commande à distance des équipements et la lecture à distance des compteurs sont donc déjà relativement bien développées sur le réseau Elia. Elia cherche donc de nouvelles techniques innovantes ayant recours aux technologies à distance afin d'atteindre les objectifs suivants :

- la diminution du nombre d'entretiens sur le matériel haute tension grâce à une meilleure évaluation du statut des équipements et une planification adaptée des entretiens ;
- l'entretien à distance des batteries ;
- une diminution des entretiens sur le matériel basse tension et une exécution de ces derniers à distance ;
- la mesure à distance pendant les incidents : il y a annuellement environ 500 incidents. En utilisant la télérelève, il sera possible d'éviter des déplacements grâce aux relevés de mesures et à la localisation des défauts à distance.

Suite à un test de concept positif (2013-2016), le projet d'implémentation Asset Condition & Control (ACC) a été lancé en janvier 2017.

L'ACC a pour but d'augmenter la disponibilité et la fiabilité du réseau. L'ACC suit entretemps la condition de plus de 218.000 assets. Les équipements concernés sont les transformateurs de puissance, les réactances shunt, les disjoncteurs, les sectionneurs et les transformateurs de mesure dans les sous-stations MV (Medium Voltage), les sous-stations de type AIS (ou Air Insulated Substation) ainsi que toutes les sous-stations de type GIS (ou Gas Insulated Switchgear), les lignes aériennes, les câbles souterrains et les groupes diesel. Ces résultats sont utilisés depuis 2018 pour optimiser les maintenances et les remplacements de ces équipements. Tenir compte de la condition des équipements lors de la planification de la maintenance permet de diminuer le nombre d'entretiens à effectuer. En conséquence, le nombre de déplacements nécessaires pour effectuer les entretiens diminue.



Elia a également développé en 2018 un système pour des essais mensuels et automatiques des diésels à distance, de sorte que des déplacements ne sont plus nécessaires pour ce type d'essais et la main d'œuvre en est limitée. Un entretien annuel sur site, exécuté par le fournisseur, reste cependant nécessaire. En 2023, plus de 1629 essais automatiques ont été réalisés, contre 1391 en 2022 et 950 essais en 2021 respectivement. Cela a ainsi permis à Elia d'épargner un nombre équivalent de déplacements. Le déplacement moyen étant d'environ 80 km, plus de 130.000 km de déplacement ont été évités.

En 2024, Elia ajoutera encore plus d'assets dans l'ACC. Les développements sont en cours pour la maintenance à distance des batteries (des tests sont en cours, mais le développement à grande échelle n'est pas prévu avant 2025). Ceci toujours dans le même but d'optimiser l'entretien, détecter les besoins de remplacement de manière plus efficace et limiter les déplacements et la main d'œuvre.

En 2024, l'ACC d'Elia a finalisé le développement annoncé du Remote Reading Tool. Cet outil est capable de collecter des données dans les équipements de protection les plus récents de manière automatique. Cela s'avèrera surtout utile dans le cadre d'analyses après incident. Il n'est alors plus nécessaire de passer dans les postes équipés de cette technologie, qui est aujourd'hui déjà connectée à plus de 130 équipements avec encore plus de 1000 équipements à connecter dans les années suivantes.

Recours au Dynamic Line Rating – Statut : Réalisé

Le « Dynamic Line Rating » (DLR) permet de déduire la température instantanée des conducteurs aériens via une mesure de leur élongation. Il est ainsi possible de mieux estimer la puissance pouvant être transportée par la liaison. Le DLR est essentiellement utilisé sur les lignes aériennes les plus critiques afin de lever les congestions. Il aide entre-autres à mitiger l'impact des longues coupures nécessaires à l'installation de conducteurs à hautes performances thermiques et joue un rôle important dans l'optimisation des échanges transfrontaliers.

Cette technologie est surtout utilisée pour les niveaux de tension les plus élevés (150-380 kV), mais elle dispose clairement d'un potentiel pour des applications sur le réseau de transport régional. Des modules DLR ont ainsi été installés sur une ligne 70 kV en Wallonie. Cela permet de limiter l'énergie renouvelable flexibilisée en cas d'indisponibilité d'une liaison voisine.

Le remplacement des conducteurs sur certaines lignes 380 kV par des conducteurs à faible dilatation et exploitables à haute température libère des modules DLR qui sont réaffectés sur des lignes 150 ou 70 kV.

Raccordement flexible d'unités de production décentralisée – Statut : Réalisé

Ce moyen utilisant l'infrastructure existante de manière plus efficiente est de plus en plus proposé pour le raccordement d'unités de production décentralisée.



Au 1^{er} septembre 2024, au niveau de la Région Wallonne, 231 unités de production décentralisée (unités en service ou attendues) disposent d'un raccordement flexible. Ceci correspond à une puissance installée de 1870 MW, dont 1566 MW de production éolienne.

Mise hors tension des transformateurs de réserve – Statut : Réalisé

De nombreux postes sont équipés de deux transformateurs et exploités avec un transformateur en service, le deuxième servant de réserve. En cas de coupure du premier transformateur, un transfert rapide est prévu vers le transformateur de réserve.

Le transformateur de réserve ne reste en principe sous tension que pendant les mois d'hiver, en-dessous d'un certain seuil de température.

Le maintien hors tension des transformateurs de réserve permet de limiter les pertes fers de manière considérable, comme illustré sur le schéma ci-dessous.

Concrètement, on estime la réduction de pertes réalisée de la sorte sur l'ensemble du réseau Elia à 22 GWh par an. En considérant un prix moyen de l'énergie de 44,44 €/MWh, cette mesure permet d'économiser environ 978 k€/an.

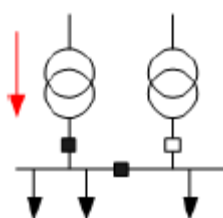


Figure 4.3: Mise hors tension d'un transformateur de réserve

Par ailleurs, le développement des productions décentralisées amène au maintien des deux transformateurs en service afin d'accueillir un maximum de production de ce type sur l'infrastructure existante (voir section précédente).

Encartage de l'évolution de la flotte de transformateurs en termes d'efficacité énergétique – Statut : Réalisé

Dans une optique d'efficacité énergétique, Elia a mis en carte l'évolution du parc de transformateurs en service et leurs pertes relatives. L'évolution de ces pertes est analysée en fonction des investissements de remplacement planifiés.

Sont concernés les transformateurs vers la distribution avec une tension primaire ≤ 70 kV, soit un total de 665 transformateurs au sein du réseau Elia. L'étude est limitée aux transformateurs qui étaient en service au 31/12/2024. Le parc est réparti dans les trois régions du réseau belge : Wallonie, Bruxelles-Capitale et Flandre.



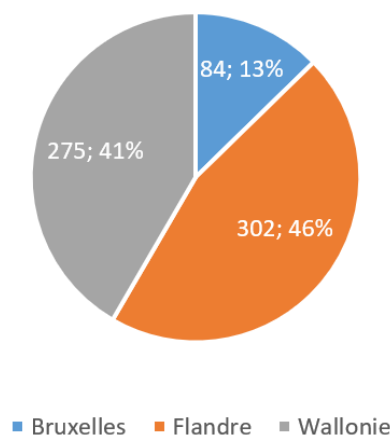
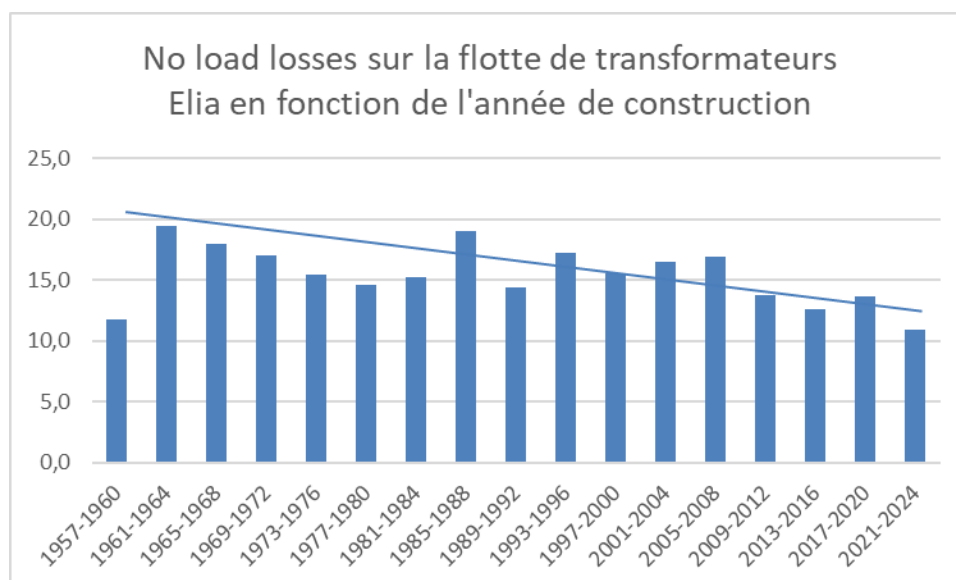


Figure 4.4: Répartition des transformateurs de distribution <= 70kV

Les pertes d'un transformateur sont déterminées par les 'No load losses', indépendantes du niveau de charge, et les 'Load losses', dépendantes du niveau de charge. Pour cette étude, la charge sur chacun des transformateurs est considérée à 60%.

Les transformateurs les plus vieux ont des pertes plus élevées que les transformateurs récents, comme le montre les graphiques ci-dessous. Sur la période 1960 à 2021, les 'No load losses' ont diminué en moyenne de 35% et les 'Load losses' de 20%.



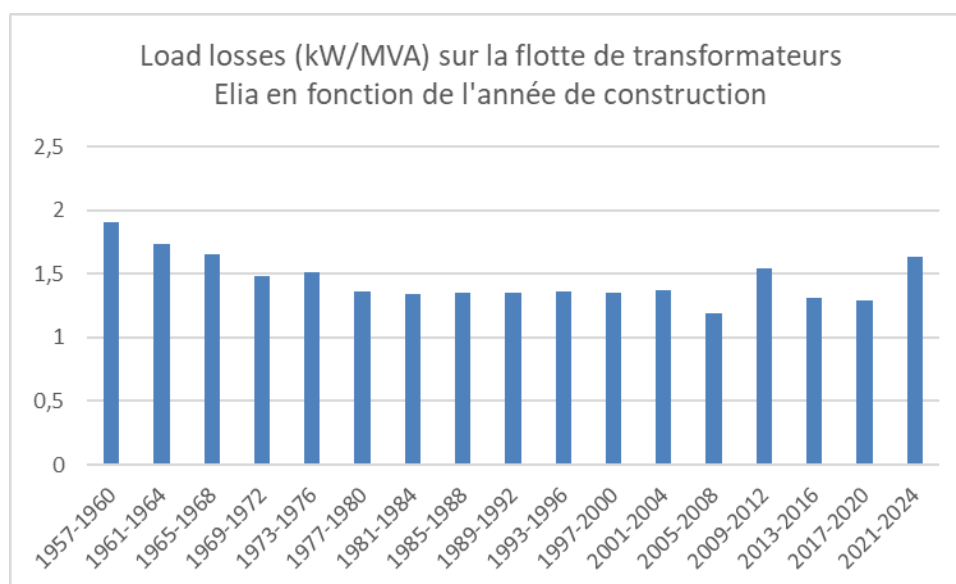


Figure 4.5: Pertes des transformateurs

La durée de vie des transformateurs est estimée à +/- 60 ans. En fonction de leur état et de l'évolution des besoins du réseau, les transformateurs sont repris dans le portefeuille de projets et remplacés.

Le tableau ci-dessous donne le nombre de transformateurs dont le remplacement est prévu d'ici 2035.

Remplacements de transformateurs ≤ 70 kV prévus d'ici 2035

Region	A remplacer d'ici	
	2035	Flotte totale
Bruxelles-Capitale	30	84
Flandre	111	302
Wallonie	123	275
Total	264	661

Tableau 4.7 : Nombre de transformateurs remplacés d'ici 2035

Les nouveaux transformateurs seront plus efficaces, conformément au contrat cadre actuel (moyenne des 'No load losses' = 9,8 kW ; 'Load losses' = 4,3 kW/MVA).

L'impact en termes d'efficacité énergétique des remplacements planifiés en Wallonie dans le cadre du présent plan est de 5,8% d'économie sur les pertes propres des transformateurs.







5. Inventaire des projets



Les chapitres précédents reprennent les grandes lignes directrices du développement du réseau de transport local à un horizon de 10 ans.

Les deux prochains chapitres décrivent de manière individuelle les projets sur les 5 prochaines années, c'est-à-dire ceux dont la mise en service est planifiée entre 2025 et 2029. Les projets qui tombent hors de la période 2025-2029 ne pas décrits de manière explicite dans les chapitres 5 et 6. Ils continuent à être suivis par Elia, conformément aux lignes directrices évoquées et apparaîtront de manière individuelle au moment opportun dans les prochaines versions du plan d'Adaptation wallon.

Le réseau de référence considéré dans le cadre du Plan d'Adaptation 2025-2035 est le réseau en service au 1 septembre 2024. Le tableau ci-après reprend tous les projets d'adaptation du réseau, classés par ordre alphabétique selon le nom du (des) poste(s) concerné(s).

Par projet, outre un descriptif court, sont repris :

- Le statut du projet :
 - Réalisé : l'investissement est réalisé.
 - En exécution : le projet est entré en phase d'exécution ; des engagements financiers sont pris : commandes, réalisation...
 - Décidé : le projet est approuvé ; les études peuvent commencer, des engagements financiers peuvent être pris mais le chantier n'est pas encore ouvert ni le matériel en fabrication
 - Planifié : le projet est retenu dans le cadre d'une évolution à plus long terme, avec une date de mise en service indicative. La mise en exécution du projet sera décidée ultérieurement, si l'évolution prévue se confirme.
 - A l'étude : la solution envisagée reste à confirmer
 - Reporté : la date de réalisation du projet est reportée
 - Gelé : le projet prévu antérieurement ne se justifie plus. Il sera annulé dans le prochain plan si le besoin ne réapparaît pas d'ici-là ou remplacé par un autre projet cadré dans un optimum plus global.
 - Annulé : l'investissement a été annulé suite à la mise en œuvre d'une alternative ou à la disparition du besoin
- L'année de mise en (hors) service industriel prévue au présent plan comparée au plan précédent :
 - Piste : l'année de réalisation est reportée au-delà de l'horizon du Plan d'Adaptation (donc après 2029).
- Le moteur d'investissement du projet (voir §2.3 pour l'explication des différents moteurs)
- Une note de renvoi vers un texte expliquant le projet plus en détail, les éventuelles alternatives qui ont été analysées mais non retenues, une référence à un accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution, le cas échéant. Plusieurs projets peuvent renvoyer le lecteur vers un même texte dès lors que ces projets constituent un ensemble cohérent.

Pour rappel, certains renforcements du réseau à des tensions supérieures à 70-30 kV sont repris à titre indicatif, afin de fournir une description complète et cohérente des investissements. Ils relèvent toutefois du Plan de Développement fédéral.



Il est à noter que cette année, une proportion importante de projets subisse un retard. Cela résulte de la conjonction de plusieurs facteurs.

- La crise sanitaire de 2020-2021 et la crise énergétique de 2022-2023 continuent de se faire sentir : elles ont suscité un "sentiment d'urgence" au niveau mondial. Cela a conduit à des ambitions sensiblement accrues partout dans le monde, qui se traduisent maintenant par des projets concrets et donc par une demande mondiale sensiblement accrue de matériaux et de ressources (par exemple, des contractants, mais aussi en termes d'expertise). Cela entraîne des retards sensibles dans la chaîne d'approvisionnement, tant pour les matériaux que pour les services. Ce retard dans la chaîne d'approvisionnement a un effet direct sur la durée des projets d'infrastructure du gestionnaire de réseau de transport local et donc sur leurs dates de mise en service prévues ;
- Pour plusieurs projets, le gestionnaire de réseau de transport local a constaté une difficulté accrue à obtenir les permis nécessaires, ce qui entraîne des procédures de permis plus longues et plus complexes et donc des délais plus longs pour ces projets ;
- Parfois, les besoins qui ont nécessités des projets sont également retardés dans le temps, par exemple en raison des retards annoncés par les (nouveaux) utilisateurs du réseau, ou des dates de fin de vie modifiées des équipements haute et basse tension, qui sont régulièrement réévaluées sur la base du retour d'information des équipes opérationnelles ;
- Parfois, des difficultés opérationnelles imprévues sont rencontrées dans des projets concrets, obligeant l'équipe de projet à revoir la date de mise en service du projet ;

Malgré ces décalages temporels des projets, Elia s'engage à continuer à assurer une excellente fiabilité et qualité d'alimentation pour l'ensemble des utilisateurs du réseau. Tout report est par ailleurs discuté avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné si ce dernier est impacté.



5.1 Tableau des mises en service réalisées

La Table 5.1 reprend les projets qui ont été réalisés depuis le précédent plan d'adaptation.

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Année Mise en (hors) service Plan 2025-2035	Moteur d'investissement			
			Fiabilité de l'approvisionnement en énergie local	Développement durable	Utilisateurs directs du réseau et GRD	Conformité fonctionnelle et technologique
Angleur	Rénovation cabine 6 kV	2023	X			
Auvelais -- Gembloux (câble)	Remplacement liaison aérienne par un câble au gabarit 150 kV	2024	X	X		
Awirs -- Rimièr (ligne)	Remplacement par un câble d'un tronçon de 150 m de la ligne au niveau du poste Rimièr et ce afin de libérer de la place pour le futur poste 380 kV	2024			X	X
Bascoup	Démantèlement du 70 kV	2024	X			
Baudour -- Quevaucamps (ligne)	Remplacement/renforcement de la ligne 70 kV entre Quevaucamps et Harchies (gabarit 150 kV)	2023	X	X		
Bois du Luc	Démantèlement du poste 30 kV	2024	X			
Bressoux	Renforcement charpente T24 pour augmenter la Sn-1	2024	X			
Ehein	Suppression poste 70 kV (partie alimentant la distribution)	2024	X			
Fosses-la-Ville	Adaptation des protections suite à l'augmentation de la production solaire et éolienne	2024		X		
Gouy -- Monceau (ligne)	Démontage de la ligne 70 kV 70-243	2024	X			
Haute-Sarte -- Rimièr (ligne)	Remplacement par un câble d'un tronçon de 150 m de la ligne au niveau du poste Rimièr et ce afin de libérer de la place pour le futur poste 380 kV	2024			X	X
Hermalle-sous-Huy	Suppression poste 70 kV	2024	X			
Mouscron	(Rénovation: Nouveau poste 150 kV alimenté depuis Ypres (2 câbles)) Remplacement des 2 transformateurs 150/10 kV (40 MVA)	2023	X			
Thuillies	Création d'une seconde injection 150 kV vers la moyenne tension via nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA	2024	X		X	



5.2 Tableau des adaptations du réseau de transport local

Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Statut	Année Mise en service (hors service) Plan 2025- 2035	Année Mise en service (hors service) Plan 2024- 2034	Moteur d'investissement				Note de renvoi
					Fiabilité de l'appro- visionnement en énergie local	Dévelop- pement durable	Utilisate- urs directs du réseau et GRD	Confor- mité fonctio- nnelle et technol- ogique	
Abée-Scry	Remplacement basse et haute tension du poste 70 kV (au gabarit 110 kV) Remplacement des deux transformateurs existants par deux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA et rénovation de la cabine MT	Planifié	piste	2028	X	X			6.64
Achéne	Remplacement d'équipements haute tension dans le poste 70 kV (et installation d'un deuxième transformateur 380 / 70 kV)	En exécution	2027	2027	X				6.96
Achéne	Nouvelle travée 70 kV vers Ciney	A l'étude	piste			X			6.114
Achéne -- Ciney (câble)	Pose d'un nouveau câble gabarit 110 kV (exploité en 70 kV)	A l'étude	piste			X			6.114
Air-Liquide - Tertre	Restructuration du réseau 30 kV entre Air-Liquide et Tertre	A l'étude	piste		X		X		6.109
Air-Liquide -- Tertre (ligne)	Remplacement de la portion de ligne 30 kV entre poste Tertre et pylône P3B par câble / projet gélé - voir par ailleurs restructuration de la région 30 kV	Gelé	NA	2026	X				6.18
Air-Liquide - Zoning de Gihin	Restructuration du réseau 30 kV entre Air-Liquide et Zoning de Gihin	A l'étude	2029		X		X		6.109
Aische-en- Refail -- Leuze	Démolition de la ligne 70 kV	Planifié	2027	2025	X				6.97
Alleur	Suppression du poste 70 kV existant	Planifié	2029	2029	X				6.43.3
Amel	Remplacement des deux transformateurs existants par 1 transformateur 110/15 kV de 50 MVA et 1 transformateur 70/15 kV de 50 MVA et rénovation de la cabine MT	Planifié	2029	2026		X			6.41.1
Amel -- Saint-Vith (ligne)	Placement de modules Ampacimons	A l'étude	2028	2026		X			6.41.2
Amel -- Saint-Vith (ligne)	Remplacement de la ligne simple terre par une ligne double terre gabarit 110 kV	A l'étude	piste	piste		X			6.41.2
Amel -- Stephanshof (ligne)	Déjumelage des deux ternes de la ligne Amel --Stephanshof pour permettre l'exploitation d'un des deux en 110 kV	Planifié	2028	2026		X			6.41.1
Ampsin	Remplacement haute tension et basse tension du poste 70 kV (au gabarit 150 kV) et remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV de 15 et 20 MVA par deux transformateurs 70 / 15 kV de 25 MVA	Planifié	2028	2026	X				6.57
Angleur	Installation de deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA en remplacement de l'unique transformateur 70 / 15 kV de 25 MVA	En exécution	2026	2025	X				6.44



Ans	Installation d'un troisième transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA	A l'étude	piste	2028	X				6.43.2
Ans	Remplacement haute et basse tension de l'ancienne partie du poste de Ans 70 kV Ajout des travées nécessaires à Ans 70 kV suite à la suppression de Montegnée 70 kV	Planifié	2029	2029	X				6.42.2
Ans -- Montegnée (câbles et ligne)	Pose de deux nouveaux câbles gabarit 150 kV (exploités en 70 kV) entre Ans et Montegnée et démantèlement de la ligne Ans-Montegnée	Planifié	2028	2029	X				6.42.2
Ans -- Sclessin (câbles et ligne)	Travaux câbles et ligne pour permettre la construction d'un écoquartier au sud de Ans	Planifié	2027					X	6.77
Anthisnes	Remplacement basse et haute tension du poste 70 kV (gabarit 110 kV) Installation de deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 25 MVA	En exécution	2026	2025	X				6.65
Arlon -- Aubange (ligne)	Remplacement de la ligne double terne gabarit 70 kV par une ligne double terne gabarit 110 kV	A l'étude	2028	2029	X				6.74
Aubange	Remplacement du poste 70 kV	A l'étude	piste	piste	X				6.73
Auvelais	Remplacement basse tension	En exécution	2027	2026	X				6.25
Auvelais -- Gembloux (câble)	Pose second terne câble au gabarit 150 kV	Planifié	piste	2027	X	X			6.81.5
Auvelais -- Gerpennes - - Hanzinelle (ligne)	Démontage lignes au profit de nouvelles liaisons souterraines gabarit 150 kV	A l'étude	piste	2029	X			X	6.93
Auvelais -- Jemeppe-sur-Sambre (câble)	Remplacement terne 70 kV par câble 70 kV et terne 150 kV partiellement par un câble 150 kV	Planifié	2026	2025	X				6.94
Awirs	Remplacement basse tension dans le poste 70 kV	Décidé	2028	2029	X				6.68
Baisy-Thy	Remplacement cabine 36 kV et rénovation matériel basse tension	En exécution	2025	2024	X				6.2
Baisy-Thy	Démantèlement du poste 70 kV	En exécution	2024	2023	X				6.2
Basse-Wavre	Remplacement cabine 36 kV (partie encore de type hall) et rénovation matériel basse tension	A l'étude	piste	2029	X				6.37
Bas-Warneton	Restructuration des cabines moyenne tension et remplacement/renforcement de la transformation vers la moyenne tension à partir du 150 kV (2 nouveaux transformateurs 150/15 kV 50 MVA) et fermeture du 70 kV – 2ème phase	En exécution	2025 (transfos) 2026 (reste du projet)	2025 (transfos) 2026 (reste du projet)	X		X		6.11
Battice -- Petit-Rechain (ligne)	Travaux de rénovation	Planifié	2029	2027	X				6.78
Bévercé	Remplacement de 1 transformateur existant par 1 transformateur 110/15 kV de 50 MVA et découplage du GIS en deux demis double jeux de barres (1 en 70 kV et 1 en 110 kV)	En exécution	2025	2024		X			6.41.1
Bévercé -- Soiron -- Romsée (ligne)	Démantèlement ligne	Planifié	2029	2029	X				6.41.1



Binche	Rénovation matériel haute et basse tension Remplacement transformateur 70/10 kV par un transformateur 40 MVA	A l'étude	piste	2026	X				6.9
Boel La Louvière	Restructuration du poste 30 kV et de ses alimentations	Planifié	piste	2027	X		X	X	6.5
Bois-de-villers	Remplacement basse tension du poste 70 kV et d'un disjoncteur	En exécution	2025	2025	X				6.87
Bois-de-Villers -- Namur (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	A l'étude	piste			X			6.112
Bois-de-Villers -- Yvoir (ligne)	Démolition de la ligne 70 kV	A l'étude	piste	Piste	X	X			6.105
Bomal	Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV	En exécution	2025	2024	X		X		6.45
Bonnert	Remplacement du transformateur T2 70/15 kV par un nouveau de 50 MVA Rénovation basse tension du poste 70 kV	Planifié	piste	2029	X				6.49
Braine-l'Alleud	Remplacement du poste actuel par un poste de type blindé, remplacement cabine 15 kV, rénovation complète du matériel basse tension	En exécution	2026	2025	X		X		6.34
Bressoux	Installation d'un nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA en remplacement du T23 150 / 15 - 11 / 6 kV de 40 MVA	Planifié	2027	2025	X			X	6.71
Bressoux -- Monsin (ligne)	Démontage ligne	Planifié	2028	2026				X	6.71
Bronrome -- Heid-de-Goreux (ligne)	Remplacement de la ligne simple terne par une ligne double terne gabarit 110 kV	A l'étude	piste	2029	X				6.41.2
Butgenbach	Remplacement d'un transformateur existant par 1 transformateur 110/15 kV de 50 MVA	En exécution	2024	2024		X			6.41.1
Champion - Leuze (câble)	Pose d'un nouveau câble gabarit 110 kV (exploité en 70 kV)	A l'étude	piste	piste		X			6.81.2
Chassart	Remplacement des deux transformateurs existants par deux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA	A l'étude	piste			X	X		6.120
Chassart	Ajout de deux nouveaux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA et création d'une 2ème cabine 12 kV	A l'étude	2029			X	X		6.121
Chassart - Liberchies	Remplacement ligne 70 kV Chassart-Liberchies par un câble gabarit 150 kV exploité en 70 kV	A l'étude	2029			X	X		6.122
Chassart - Sombreffe	Remplacement ligne 70 kV Chassart-Sombreffe par un câble gabarit 150 kV exploité en 70 kV	A l'étude	piste			X	X		6.123
Cierreux -- Houffalize (ligne)	Placement de modules Ampacimons	A l'étude	2028	2026		X			6.41.2
Cierreux -- Saint-Vith (ligne)	Placement de modules Ampacimons	A l'étude	2028	2026		X			6.41.2
Ciney	Remplacement de la cabine MT et de la basse tension du poste 70 kV	Décidé	2027	2027	X		X		6.92
Ciney	Construction d'un nouveau poste au gabarit 110 kV (exploité en 70 kV)	A l'étude	piste			X			6.114



Ciney -- Dorinne (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	A l'étude	piste	piste	X	X			6.105
Ciply	- Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV - Passage partiel en 150 kV - Passage à deux transformateurs de 40MVA	En exécution	2025	2024	X	X	X	X	6.3.1
Ciply -- Paturages (câble)	Retrofit ligne 70 kV, passage en câble souterrain au gabarit 150 kV	En exécution	2025	2024	X	X		X	6.3.2
Corbais	- Rénovation matériel basse tension - Ouverture mini-cabine 36 kV	Planifié	piste	2029	X				6.12
Court-Saint-Etienne	Renforcement de la transformation 36 kV vers la moyenne tension 11 kV par un transformateur de 25 MVA	En exécution	2026	2024	X		X		6.2
Court-Saint-Etienne	Démantèlement du poste 70 kV, placement transformateur 36/11 kV 25 MVA, alimentation 36 kV depuis Baisy-Thy	En exécution	2026	2024	X				6.2
Couvin	Remplacement cabine 12 kV	En exécution	2026	2026	X		X		6.28.2
Couvin	Rénovation matériel haute et basse tension	En exécution	2026	2026	X				6.28.1
Croix-Chabot	Rénovation poste 70 kV et remplacement des deux transformateurs 70/15 kV par deux de 50 MVA	Planifié	2029	2027	X	X			6.63
Deux-Acren	Remplacement de 2 transformateurs par un seul nouveau 70/15 kV 50 MVA Remplacement d'un transformateur 40 MVA par un nouveau de 50 MVA Rénovation matériel haute et basse tension complet	Planifié	piste	2028	X				6.23
Deux-Acren -- Lens et Oisquercq - Braine-le-Comte (ligne)	Remplacement conducteurs par conducteurs équivalents	Planifié	piste	2029	X				6.39
Divers postes	Installation de relais de fréquence pour délestage automatique dans divers postes pour se conformer au nouveau Network Code	En exécution	2024	2024	X	X			6.40
Divers postes	Sécurité: protection des sous-stations et des sites	Planifié			X		X		6.124.1
Divers postes	Placement de groupes électrogènes dans plusieurs postes et sites stratégiques/critiques en vue de la mitigation du risque de Black Out	En exécution	2028	2028	X	X		X	6.124.2
Dorinne	Remplacement de la basse tension et de 2 transformateurs 70 / 12 kV de 13,3 MVA par 2 nouveaux transformateurs de 50 MVA	Planifié	2028	2028	X	X			6.86
Dorinne -- Yvoir (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	A l'étude	piste	piste	X	X			6.105
Dottignies	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	piste	2028	X				6.29
Elouges	Remplacement cabine 10 kV dans nouveau bâtiment	Décidé	2026	2026	X		X		6.32.2
Elouges	Rénovation matériel haute et basse tension	Décidé	2026	2026	X				6.32.1
Esneux	Remplacement basse et haute tension du poste 70 kV	En exécution	2026	2025	X				6.66
Eupen -- Les Plénesses -- Petit-	Travaux de rénovation	Planifié	2026	2025	X				6.78



Rechain (ligne)									
Farciennes	Remplacement cabine moyenne tension	En exécution	2025	2025	X		X		6.33
Fays-les-Veneurs	Remplacement de 2 transformateurs de 13 et 14 MVA existants par 2 transformateurs 70/15 kV de 25 MVA Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV	En exécution	2025	2025	X		X		6.50
Fays-les-Veneurs	Rénovation de la cabine 15 kV	En exécution	2025	2025	X		X		6.50
Fays-les-Veneurs -- Orgeo (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	A l'étude	piste			X			6.113
Fibre Optique	Renouvellement du réseau de fibres optiques	En exécution			X			X	6.124.3
Fleurus	Rénovation matériel basse tension du poste 150 kV et 70 kV	Planifié	piste	2028	X				6.22
Florée	Remplacement basse tension du poste 70 kV et de certains équipements haute tension	Planifié	piste	2029	X				6.85.1
Florée	Remplacement de 2 transformateurs de 20 MVA existants par 2 transformateurs 70 / 12 kV de 50 MVA	A l'étude	piste	piste		X			6.85.2
Florée	Nouvelle travée 70 kV vers Miécrot	A l'étude	piste	piste		X			6.84.2
Florée -- Miécrot (câble)	Pose d'un nouveau câble gabarit 110 kV (exploité en 70 kV)	A l'étude	piste	piste		X			6.84.2
Foos	Remplacement du poste 70 kV au gabarit 150 kV	Décidé	2027	2027	X				6.67
Fosses-la-Ville	Remplacement des transformateurs 70/11 kV de 20 MVA par des transformateurs de 50 MVA et remplacement de la cabine MT	A l'étude	piste		X	X			6.111
Gembloux	Ajout d'un troisième transformateur 70 / 12 kV de 50 MVA et seconde cabine MT	A l'étude	2027	piste		X			6.81.6
Gembloux	Gembloux : passage en 150 kV à très long terme	A l'étude	piste		X				6.81.7
Gerpinnes	Fermeture poste 70 kV, remplacement par cabine 10 kV déportée alimentée par 2 liaisons 10 kV depuis Hanzinelle	Planifié	2026	2026	X				6.89
Gosselies	Rénovation basse tension	A l'étude	piste	2029	X				6.102
Gouy	Remplacement d'un transformateur 150/70 kV par un nouveau de 90 MVA	Planifié	piste	2029	X				6.4.2
Grivegnée	Suppression de la cabine 6 kV et du poste 70 kV	Décidé	2026	- 2024 (cabine 6 kV) - 2025 (poste 70 kV)	X				6.44
Hannut	(Installation d'un nouveau poste 150 kV) Installation d'un transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA Installation de deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA Suppression du transformateur 70 kV / MT existant et du poste 70 kV	En exécution	2025	2024 (transformateurs 150 / 15 kV) 2025 (reste du projet)	X	X			6.43.1
Hanzinelle	Nouveau transformateur 150 / 70 kV 145 MVA en repiquage sur futur câble Montignies - Neuville	A l'étude	2029	2028	X	X		X	6.93
Hanzinelle	Remplacement des 2 transformateurs 70 / 12 kV de	A l'étude	2026	2025	X				6.103



	20 MVA par deux 70 / 12 kV de 50 MVA								
Hanzinelle - Thy-le-Château (câble)	Nouvelle liaison câble gabarit 150kV exploitée en 70 kV	A l'étude	2029	2028	X	X		X	6.93
Hanzinelle - Thy-le-Château, Hanzinelle - Neuville et Hanzinelle - Gerpinnes-Auvelais (ligne)	Démontage des lignes 70 kV	A l'étude	2029	2028	X	X		X	6.93
Harmignies	- Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV - Rénovation du poste 150 kV existant : création d'un poste 150 kV complet alimenté par les 2 ternes 150 kV venant de Ville-sur-Haine après le passage en 150 kV du second terne - Installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV 40MVA - Abandon des transformateurs 70/6 kV et 10/6 kV - Remise à niveau matériel basse tension de la cabine 10 kV	En exécution	2026	- 2025 - 2024 - 2024 - 2025 - 2025	X	X		X	6.3.1
Harmignies	Abandon du 6 kV par Elia	En exécution	2026	2025	X		X		6.3.1
Harmignies	Remplacement cabine 10 kV	Planifié	2029	2029	X		X		6.3.3
Harmignies	Ajout d'un 3ème transformateur 150/10 kV 40 MVA et création d'une seconde cabine 10kV, ajout d'un cellule couplage dans la cabine 10 kV existante	A l'étude	2029			X	X		6.117
Harmignies -- Ville-sur-haine & Harmignies -- Ciply -- Paturages (ligne)	Passage en 150 kV du second terne entre Ville-sur-Haine et Harmignies + Passage en 150 kV d'un terne entre Harmignies et Ciply - Paturages	En exécution	2025	2024	X	X	X		6.3.1
Hastière -- Pondrôme (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	En exécution	2025	2025	X	X			6.88
Hatrival	Remplacement basse tension du poste 70 kV et cabine moyenne tension	A l'étude	piste	2028	X	X	X		6.100
Haute-Sarte	Remplacement basse tension du poste 70 kV	Planifié	piste	2029	X				6.90
Heid-de-Goreux	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV et remplacement des transformateurs 70 / 15kV par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	Planifié	piste	piste	X				6.41.3
Heid-de-Goreux	Adaptation des protections suite à l'augmentation de la production solaire et éolienne	En exécution	2025			X			6.41.3
Henri-Chapelle	Remplacement basse et haute tension du poste 70 kV (au gabarit 150 kV)	A l'étude	piste	2029	X				6.69
Herbaimont	Remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV de 10 et 10,5 MVA par deux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA Remplacement armoires de protection Remplacement de la cabine MT	Planifié	2028	2027	X	X			6.53



Herbaimont -- Villeroux (ligne)	Remplacement par ligne double terre	A l'étude	piste			X			6.107
Hollogne	Suppression poste 70 kV	A l'étude	piste	2028	X				6.43.2
Hollogne -- Profondval (ligne)	Rehausse pylônes P10 et P11	Décidé	2025	2024				X	6.76
Houffalize	Deux nouveaux transformateur de 50 MVA	A l'étude	piste			X			6.106
Hoves	Rénovation haute et basse tension, remplacement d'un transformateur 70 / 15 kV par un nouveau transformateur 70 / 15 kV de 25 MVA	Planifié	piste	2029	X				6.24
Hoves	Remplacement des deux transformateurs existants par deux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	A l'étude	2029			X	X		6.118
Ivoz	- Création d'un nouveau poste 220 kV dans le zoning de Flémalle alimentant une nouvelle cabine 15 kV par l'intermédiaire de deux nouveaux transformateurs 220 / 15 kV de 50 MVA - Fermeture du poste 70 kV et de la cabine 15 kV situés sur le site actuel d'Ivoz	Planifié	2029	2027	X				6.58.1
Ivoz	Travaux de sécurisation dans une travée haute tension	Planifié	2025	2023	X				6.58.2
Jemappes	Rénovation haute et basse tension et remplacement cabine moyenne tension	Planifié	2029	2025	X				6.15
Jemeppe-sur-Sambre	Renouvellement basse tension du poste 70 kV	Planifié	2028	2025	X				6.16
Jodoigne	Suppression du poste 70 kV, nouveau transformateur 150 / 10 kV de 40 MVA et nouvelle cabine MT	Planifié	2029	2029	X				6.30
Jupille -- Romsée (ligne)	Démantèlement de la ligne	Décidé	2025	2025	X				6.42.3
Latour	Nouveau transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA et suppression poste 70 kV	Planifié	piste	2028	X				6.62
Lens	Rénovation haute et basse tension	Planifié	2029	2029	X				6.26
Les Isnes	Installation d'un second transformateur 70/11 kV de 50 MVA	A l'étude	piste				X		6.110
Les Isnes -- Leuze	Pose de nouveaux câbles gabarit 110 kV (exploités en 70 kV) entre Les Isnes et Leuze, déjumelage d'une ligne existante etrèhabilitation d'une ligne hors service	A l'étude	piste				X		6.110
Les Plenneses	Remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV 13 MVA par deux transformateurs 70 / 15 kV 20 MVA	Décidé	2024	2024	X	X			6.52
Leuze	Installation d'une travée 70 kV vers Les Isnes	A l'étude	piste				X		6.110
Lixhe	Remplacement du poste 70 kV	A l'étude	piste	2029	X				6.59.1
Lixhe	Remplacement de la cabine moyenne tension n°1	Décidé	2027	2026	X				6.59.2
Lobbès	- Remplacement un transformateur 70/10 kV 20MVA par un nouveau de 40 MVA - Rénovation poste 70 kV et matériel basse tension	Planifié	2029	2028	X	X	X		6.8
Lobbès	Remplacement cabine 10 kV	Planifié	2028	2028	X		X		6.8
Lobbès - Monceau - Gouy (ligne)	Déplacement ligne 70 kV à la demande d'un tiers	En exécution	2025	2025			X	X	6.104



Louvain-La-Neuve	Remplacement de la cabine 36 kV	Planifié	2029	2028	X				6.13
Magotteaux	Démantèlement du poste 70 kV	A l'étude	2029	2029	X				6.75
Magotteaux -- Romsée (ligne)	Démantèlement de la ligne	A l'étude	2029	2029	X				6.75
Magotteaux -- Sart-Tilman (ligne)	Démantèlement de la ligne	A l'étude	2029	2029	X				6.75
Maisières	Rénovation haute et basse tension	Planifié	piste	2028	X				6.27
Marche-en-Famenne	- Rénovation du poste 70 kV - Remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV existants de 20 MVA par deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA - Rénovation de la cabine 15 kV	Planifié	2029	2028	X		X		6.54
Marche-en-Famenne	Création d'un poste de transition pour l'enfouissement partiel de la ligne Marche-en-Famenne -- Achène	Planifié	2026					X	6.54
Marche-en-Famenne	Mise en parallèle des transformateurs	Planifié	2024		X				6.54
Marche-en-Famenne -- Achène	Enfouissement partiel de la ligne pour permettre le développement de zones commerciales et résidentielles à Marche-en-Famenne	Planifié	2027					X	6.54
Marche-les-Dames	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV	En exécution	2025	2025	X				6.80
Marchin	Rénovation basse tension	A l'étude	piste	2029	X				6.98
Marcourt	Rénovation cabine MT	En exécution	2026	2026	X		X		6.46
Marcourt	Rénovation basse tension	En exécution	2026	2026	X				6.46
Marquain	Remplacement des deux transformateurs 70/15kV par un nouveau transformateur de 50 MVA et rénovation basse tension et haute tension 70kV du poste	Planifié	2028	2028	X	X			6.20
Miécret	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV	Planifié	piste	2029	X				6.84.1
Miécret	Installation de ventilateurs sur le transformateur T1 Remplacement du transformateur T2 par un transformateur 70/15 kV de 50 MVA Nouvelle travée 70 kV au gabarit 110 kV vers Florée	A l'étude	piste	piste		X			6.84.2
Monceau	Restructuration du poste : sortie du 70 kV et de la cabine 6 kV	En exécution	2025	2025	X			X	6.4.1
Monceau	Remplacement cabine 10 kV	Planifié	2027	2026	X		X		6.38
Monceau -- Ville sur Haine (ligne)	Démantèlement des lignes 70 kV	Décidé	2026	2025	X				6.101
Mons	Remplacement poste 70 kV, cabine 10 kV et basse tension	Planifié	2027	2027	X		X		6.35
Monsin	Démontage poste 70 kV et cabine 15 kV	Planifié	2027	2026	X			X	6.71
Montegnée	Démontage poste 70 kV	Planifié	2029	2029	X				6.42.2
Montegnée (lignes)	Adaptations lignes à proximité de Montegnée afin d'avoir: - une liaison directe entre Tilleur - Sclessin - Angleur - une liaison directe entre Ans et Awirs	Planifié	2029	2029	X				6.42.2
Montignies	(Nouvelle travée 150 kV vers Hanzinelle - Neuville)	A l'étude	2029	2028	X	X		X	6.93



Montignies - Hanzinelle-Neuville (câble)	(Nouvelle liaison câble 150 kV vers Neuville via Hanzinelle)	A l'étude	2029	2028	X	X		X	6.93
Mouscron	Remplacement de la sous-station 70 kV mobile temporaire par une mise en anti-antenne du transformateur 150/70 kV existant pour alimenter uniquement la ligne vers Tournai Remplacement des 2 transformateurs 70/10kV par un transformateur 150/10 kV 40 MVA Remplacement de la cabine 10 kV	En exécution	2026	2026	X		X		6.10.1
Mouscron	Ajout d'un cinquième transformateur 150/10kV de 40 MVA	A l'étude	piste			X	X		6.108
Neufchâteau	Installation d'un câble gabarit 110 kV entre Neufchâteau et la ligne 70.301 Orgeo - Villeroix et travaux lignes sur la ligne Neufchâteau - Longlier - Respelt	En exécution	2027	2025		X			6.56.1
Neufchâteau	Remplacement des deux transformateurs par des transformateurs de 50 MVA	A l'étude	2029		X				6.56.2
Neufchâteau -- Orgeo	Démolition de la ligne 70 kV	En exécution	2026	2027	X				6.56.1
Neuville	Nouveau poste 150 kV, remplacement du transformateur 150 / 70 kV par un nouveau de 145 MVA et ajout d'un nouveau transformateur 150 / 11 kV de 50 MVA en remplacement d'un des deux transformateurs 70 / 11 kV de 20 MVA	A l'étude	2029	piste	X	X		X	6.93
Neuville -- Hanzinelle - Thy-le-Chateau (ligne)	Démontage lignes	A l'étude	piste	piste	X			X	6.93
Nivelles	Rénovation basse tension	Planifié	piste	2029	X				6.31
Oisquercq	Rénovation haute et basse tension 70 kV	En exécution	2025	2025	X				6.19
On	Rénovation basse tension du poste 70 kV ainsi que quelques équipements haute tension	A l'étude	piste	2028	X				6.70
Orgeo	Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV	En exécution	2026	2025	X				6.51
Orgeo	Remplacement du transformateur 70/15 kV existant par un nouveau transformateur 70/15 kV 25 MVA	A l'étude	2028	2028	X				6.51
Ottembourg	Démontage du site de Ottembourg	En exécution	2025	2024	X		X	X	6.1
Paturages	Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV et passage partiel en 150 kV (y inclus nouveau transformateur 150/10 kV 40 MVA)	En exécution	2026	2025	X	X		X	6.3.1
Pepinster	Rénovation du poste 70 kV et installation de deux nouveaux transformateurs 70 / 10 kV de 40 MVA	Planifié	2029	2027	X				6.55
Petit-Rechain	Remplacement basse tension du poste 70 kV ainsi que quelques équipements haute tension	Gelé	piste	2028	X				6.72
Poulseur	Rénovation basse tension du poste 70 kV	En exécution	2026	2025	X				6.66



Pouplin	Rénovation basse tension du poste 70 kV	Planifié	piste	2027	X				6.42.2
Profondval	Installation de deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA en repiquage Suppression du poste 70 kV existant	Planifié	2029	2028	X				6.43.4
Quevaucamps	Rénovation haute et basse tension, y compris installation d'un transformateur 15 / 13 kV et de deux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	Planifié	2029	2027	X				6.3.4
Quevaucamps	Extension bâtiment et remplacement cabine 13,5 kV	Planifié	2029	2026	X		X		6.3.5
Rocourt	Installation de deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA en repiquage (remplacement Allieur 70 kV)	Planifié	2029	2029	X				6.43.3
Romedenne	Remplacement du transformateur existant par un transformateur 70/12 kV de 50 MVA, ajout d'un transformateur 150/12 kV de 50MVA et d'une travée 150 kV Nouveau câble 150 kV 150 kV depuis le poste de Neuville (voir par ailleurs projet à Neuville) et sa travée au poste de Neuville	A l'étude	2029			X	X		6.119
Romsée	Installation d'un troisième transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA	A l'étude	2029		X				6.75
Romsée	Démontage du poste 70 kV Transformateur 220 / 70 kV de Romsée alimentant directement en anti-antenne le poste Angleur 70 kV	Planifié	2029	2029	X				6.42.1
Ronquières	Remplacement des 2 transformateurs 70/6 kV + rénovation matériel basse tension	En exécution	2025	2024	X				6.6.1
Ronquières	Remplacement cabine 6 kV	En exécution	2025	2024	X		X		6.6.2
Saint-Servais	Remplacement basse tension du poste 70 kV	Planifié	piste	2028	X				6.91
Saint-Servais	Remplacement des transformateurs 70/12 kV de 20 MVA par des transformateurs de 50 MVA	A l'étude	piste				X		6.115
Saint-Vith	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV et remplacement des transformateurs 70/15 kV de 20MVA par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	Planifié	piste	2029	X				6.41.3
Saives	Remplacement basse tension et quelques équipements haute tension dans le poste 70 kV	En exécution	2026	2026	X				6.67
Sart-Tilman	Remplacement basse tension et quelques équipements haute tension dans le poste 70 kV ainsi que remplacement des 3 transformateurs 70 / 15 kV (2*20 MVA + 18 MVA) par deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA	Planifié	piste	2029	X				6.60
Sauvenière	Démontage du site Sauvenière	Planifié	piste	2026	X		X		6.81.3
Seilles	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV	Planifié	piste	2029	X				6.82
Seneffe	Rénovation haute et basse tension du poste 70 kV	Planifié	piste	2029	X				6.21
Soignies	- Remplacement transformateur 70/10 kV 20 MVA par un de 40 MVA - Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	2028	2027	X				6.7



Solre-Saint-Géry	Rénovation basse tension du poste 70 kV	A l'étude	piste	2029	X				6.95
Soy	Rénovation travée 70kV transformateur 70 / 15 kV en repiquage	Planifié	piste	2028	X				6.45
Spa	Remplacement du transformateur T1 70 / 10 kV par un de 40 MVA Rénovation de la basse tension du poste 70 kV	Planifié	piste	2029	X				6.47
Thy-le-Château	Rénovation basse tension	A l'étude	piste	2029	X				6.99
Thy-le-Château	Remplacement du transformateur 150 / 70 kV 90 MVA par un transformateur de 145 MVA	A l'étude	piste	2029	X	X		X	6.93
Tilleur	Remplacement basse tension dans le poste 70 kV	Planifié	2028	2027	X				6.61
Tournai	Rénovation matériel haute et basse tension	Planifié	piste	2028	X		X		6.14
Turon	Ajout de trois travées 70 kV (2 travées vers Spa et 1 travée vers Petit-Rechain) Equiperment de la travée vers Pepinster	En exécution	2025	2024	X				6.55
Villerot	Création d'une nouvelle cabine 15 kV avec deux transformateurs 30/15 kV 25 MVA sur le poste 150/30 kV de Tertre reprenant la charge de Villerot et fermeture du poste de Villerot	Gelé	NA	piste	X		X		6.17
Villeroux	Installation d'un troisième transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA Seconde cabine MT	A l'étude	piste	piste		X			6.79
Villeroux	4e TFO 50MVA	A l'étude	piste			X			6.79
Villeroux	5e TFO 50 MVA + cabine MT	A l'étude	piste			X			6.79
Villers-sur-Semois	Rénovation du poste 70 kV (HT et BT) au gabarit 110 kV Remplacement des deux transformateurs 70/15 kV de 20 MVA par deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	Planifié	piste	2029	X	X			6.48
Ville-sur-Haine	Abandon du poste 70 kV Ripage complet des travées 150kV sur le nouveau poste Nouveau transformateur 150/10 kV 40 MVA	En exécution	2025	2025	X				6.3.6
Ville-sur-Haine	Nouvelle travée 150 kV vers Harmignies Ajout d'un transformateur 150/70 kV 90MVA pour réalimenter le réseau 70 kV vers Obourg Début de ripage du 150 kV vers nouveau poste.	En exécution	2025	2025	X	X			6.3.6
Ville-sur-Haine	Ajout d'un 3ème transformateur 150/10 kV 40 MVA et création d'une seconde cabine 10kV	A l'étude	2029			X	X		6.116
Wanze	Remplacement basse tension	A l'étude	piste	2029	X				6.98
Warnant	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV	En exécution	2024	2024	X				6.83
Warnant	Rénovation cabine MT	En exécution	2024	2024	X		X		6.83
Warnant	Remplacement des transformateurs 70 / 12 kV de 13,3 et 14 MVA par des transformateurs de 50 MVA	En exécution	2024	2024	X	X			6.83
Warnant -- Yvoir (câble)	Pose d'un nouveau câble gabarit 110 kV (exploité en 70 kV)	A l'étude	piste	piste	X	X			6.105
Ways	Remplacement cabine 11 kV, suppression cabine 36 kV et mise en antenne des 2	Planifié	2028	2028	X		X		6.36



	transformateurs sur les câbles issus de Baisy-Thy								
Yvoir	Remplacement basse tension	A l'étude	piste	2029	X				6.98



5.3 Tableau projets concernés par l'AGW T-Flex

Certains projets de renforcement du réseau repris dans la Table de la Section 5.2 sont reconnus économiquement justifiés, et leur réalisation est nécessaire pour permettre d'augmenter la capacité de raccordement permanente de certains producteurs. Comme projets de renforcement économiquement justifiés sont considérés :

- Les projets initiés à la suite d'une demande de raccordement pour un projet de production d'électricité verte dans le but d'octroyer une capacité d'injection permanente supplémentaire à cette production et ayant fait l'objet d'une analyse coût-bénéfice positive (ci-après « CBA+ ») selon les modalités du chapitre 3 de l'AGW T-Flex (l'Arrêté du Gouvernement wallon relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière);
- Les projets planifiés initialement dans le plan d'adaptation approuvé par la CWaPE qui permettent de libérer une capacité de raccordement supplémentaire permanente à des projets de production d'électricité verte (ci-après « projets réseau de référence »).

L'article 7 de l'AGW T-Flex prévoit les modalités d'une compensation financière pour les producteurs, après un délai prédéfini, si après ce délai le renforcement du réseau qui permettrait de lever ou réduire sa flexibilité n'est pas encore réalisé. Ce délai pour compensation est défini par producteur, et correspond à la date estimée de réalisation de ce projet telle que reprise dans la décision CBA+ (pour le producteur qui a initié ce projet) ou, dans le dernier plan d'adaptation approuvé par la CWaPE au moment de la signature du contrat par le producteur (dans les autres cas). Il est limité à 5 ans maximum à dater de la signature du contrat de raccordement par le client mais peut être explicitement prolongé selon l'article 7, § 2 de l'AGW T-Flex.

La Table 5.3 ci-dessous reprend tous les projets économiquement justifiés pour lesquels un délai pour compensation est déjà défini (et donc pour lesquels un contrat de raccordement a déjà été signé), pour au moins un producteur, de type projet CBA+ ou de type projet réseau de référence. Pour chacun de ces projets économiquement justifiés, la Table 5.3 mentionne trois dates séparées :

- *La date réglementaire, donnant droit à la compensation si dépassée* : la date à partir de laquelle au moins un premier producteur sera compensé de manière financière en cas de modulation, selon les modalités de l'AGW T-Flex, si le renforcement du réseau concerné, qui permettrait de lever ou réduire sa flexibilité, n'est pas encore réalisé ;
- *l'Année de mise en service de l'élément limitant pour lever la flexibilité* : les projets mentionnés dans la Table de la Section 5.2 ont souvent un scope plus large que la réalisation de l'élément limitant du réseau dont la mise en service permet de lever ou réduire la flexibilité chez certains producteurs. Cette colonne mentionne l'année de mise en service prévue pour cet (ces) élément(s) limitant(s) du réseau, selon le dernier planning du projet ;
- *L'Année de mise en service (hors service) Plan 2025-2035* : l'année de fin de travaux, y compris la dernière mise en service prévu pour le scope complet du projet, qui peut tomber



après la mise en service de l'élément limitant du réseau²².

Les producteurs impactés pour lesquels la mise en service de l'élément limitant pour lever la flexibilité tombe après leur délai pour compensation financière, seront donc compensés conformément aux modalités du cadre réglementaire applicable visé à l'article 7 de l'AGW T-Flex.

²² A noter cette distinction entre la date attendue pour la mise en service de l'élément limitant et la fin des travaux n'est pas disponible dès le lancement du projet et ne peut-être objectivée que par la suite. Elle n'est donc mentionnée que pour les projets de renforcement pour lesquels un scénario des travaux est déjà défini.



Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Elément critique permettant d'enlever/réduire la flexibilité	Statut	Date réglementaire, donnant droit à la compensation si dépassée	Année Mise en service de l'élément limitant pour lever la flexibilité	Année Mise en service (hors service) Plan 2025-2035	Note de renvoi
Amel	Remplacement des deux transformateurs existants par 1 transformateur 110/15 kV de 50 MVA et 1 transformateur 70/15 kV de 50 MVA et rénovation de la cabine MT	Nouveau transformateur 110/15 kV de 50 MVA	Planifié	31/12/2023	2029	2029	6.41.1
Amel -- Saint-Vith (ligne)	Placement de modules Ampacimons	Ampacimons	A l'étude	31/12/2023	2028	2028	6.41.2
Auvelais -- Gembloux (câble)	Pose second terne câble au gabarit 150 kV	Nouveau 2 nd câble au gabarit 150 kV	Planifié	09/01/2028	2030	piste	6.81.5
Bois-de-Villers -- Namur (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	Nouveau câble au gabarit 110 kV	A l'étude	01/10/2029	2032	piste	6.112
Champion -- Leuze (câble)	Pose d'un nouveau câble gabarit 110 kV (exploité en 70 kV)	Nouveau câble au gabarit 110 kV	A l'étude	01/02/2027	2030	piste	6.81.2
Chassart	Remplacement des deux transformateurs existants par deux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA	Deux nouveaux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA	A l'étude	04/12/2028	2031	piste	6.120
Chassart - Sombreffe	Remplacement ligne 70 kV Chassart-Sombreffe par un câble gabarit 150 kV exploité en 70 kV	Nouveau câble au gabarit 150 kV	A l'étude	04/12/2028	2030	piste	6.123
Cierreux -- Houffalize (ligne)	Placement de modules Ampacimons	Ampacimons	A l'étude	31/12/2023	2028	2028	6.41.2
Cierreux -- Saint-Vith (ligne)	Placement de modules Ampacimons	Ampacimons	A l'étude	31/12/2023	2028	2028	6.41.2
Ciney	Remplacement de la cabine MT et de la basse tension du poste 70 kV	Nouvelle cabine MT	Décidé	31/12/2024	2026	2027	6.92
Ciney -- Dorinne (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	Nouvelle ligne gabarit 110 kV	A l'étude	21/03/2028	2031	piste	6.105
Ciply	- Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV - Passage partiel en 150 kV - Passage à deux transformateurs de 40MVA	Nouveau transformateur 150/MT kV de 40 MVA	En exécution	31/12/2022	2024	2025	6.3.1
Ciply -- Paturages (câble)	Retrofit ligne 70 kV, passage en câble souterrain au gabarit 150 kV	Nouveau câble au gabarit 150 kV	En exécution	31/12/2022	2025	2025	6.3.2
Croix-Chabot	Rénovation poste 70 kV et remplacement des deux transformateurs 70/15 kV par deux de 50 MVA	Deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	Planifié	03/07/2028	2029	2029	6.63
Dorinne	Remplacement de la basse tension et de 2 transformateurs 70 / 12 kV de 13,3 MVA par 2 nouveaux transformateurs de 50 MVA	Deux nouveaux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA	Planifié	01/08/2028	2028	2028	6.86
Dorinne -- Yvoir (ligne)	Remplacement ligne 70 kV au gabarit 110 kV	Nouveau câble au gabarit 110 kV	A l'étude	21/03/2028	2031	piste	6.105
Florée	Remplacement de 2 transformateurs de 20 MVA existants par 2 transformateurs 70 / 12 kV de 50 MVA	Deux nouveaux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA	A l'étude	01/09/2027	2030	piste	6.85.2
Fosses-la-Ville	Remplacement des transformateurs 70/11 kV de 20 MVA par des transformateurs de 50 MVA et remplacement de la cabine MT	Deux nouveaux transformateurs 70/11 kV de 50 MVA Nouvelle cabine MT	A l'étude	01/10/2029	2030	piste	6.111



Poste Elia (ou extrémités de la liaison)	Description des travaux	Elément critique permettant d'enlever/réduire la flexibilité	Statut	Date réglementaire, donnant droit à la compensation si dépassée	Année Mise en service de l'élément limitant pour lever la flexibilité	Année Mise en service (hors service) Plan 2025-2035	Note de renvoi
Gembloux	Ajout d'un troisième transformateur 70 / 12 kV de 50 MVA et seconde cabine MT	Nouveaux transformateurs 70/12 kV de 50 MVA Nouvelle 2 ^{ème} cabine MT	A l'étude	09/01/2028	2027	2027	6.81.6
Hannut	(Installation d'un nouveau poste 150 kV) Installation d'un transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA Installation de deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA Suppression du transformateur 70 kV / MT existant et du poste 70 kV	Nouveau transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA Deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA	En exécution	31/12/2020 (TFO 150/70) 31/12/2023 (TFO's 150/15)	2025	2025	6.43.1
Harmignies	- Renouvellement haute tension et basse tension du poste 70 kV - Rénovation du poste 150 kV existant : création d'un poste 150 kV complet alimenté par les 2 ternes 150 kV venant de Ville-sur-Haine après le passage en 150 kV du second terme - Installation d'un nouveau transformateur 150/10 kV 40MVA - Abandon des transformateurs 70/6 kV et 10/6 kV - Remise à niveau matériel basse tension de la cabine 10 kV	Passage en 150 kV de Harmignies Nouveau transformateur 150/10 kV de 40MVA	En exécution	31/12/2022	2025	2026	6.3.1
Herbaimont	Remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV de 10 et 10,5 MVA par deux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA Remplacement armoires de protection Remplacement de la cabine MT	Deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	Planifié	20/12/2026	2027	2028	6.53
Houffalize	Deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	Deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	A l'étude	22/09/2028	2031	piste	6.106
Marquain	Remplacement des deux transformateurs 70/15kV par un nouveau transformateur de 50 MVA et rénovation basse tension et haute tension 70kV du poste	Nouveau transformateur 70/15 kV de 50 MVA	Planifié	31/12/2025	2028	2028	6.20
Neufchâteau	Installation d'un câble gabarit 110 kV entre Neufchâteau et la ligne 70.301 Orgeo - Villeroux et travaux lignes sur la ligne Neufchâteau - Longlier - Respelt	Nouveau câble au gabarit 110 kV	En exécution	06/05/2024	2025	2027	6.56.1
Saint-Vith	Rénovation poste 70 kV au gabarit 110 kV et remplacement des transformateurs 70/15 kV de 20MVA par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	Deux nouveaux transformateurs de 50 MVA	Planifié	04/09/2028	2030	piste	6.41.3
Villeroux	Installation d'un troisième transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA Seconde cabine MT	Nouveau, troisième transformateur 220/15 kV de 50 MVA	A l'étude	02/10/2025	2029	piste	6.79
Villers-sur-Semois	Rénovation du poste 70 kV (HT et BT) au gabarit 110 kV Remplacement des deux transformateurs 70/15 kV de 20 MVA par deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	Deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA	Planifié	06/11/2024	2030	piste	6.48
Warnant -- Yvoir (câble)	Pose d'un nouveau câble gabarit 110 kV (exploité en 70 kV)	Nouveau câble au gabarit 110 kV	A l'étude	21/03/2028	2031	piste	6.105



6. Notes explicatives des projets



Chantier à Ville-sur-Haine (cuve nouveau transformateur)



6.1 Ottenbourg : Fermeture du poste

Suite à l'étude long terme menée sur le Brabant Wallon (poche dite Sedilec), le Brabant Flamand et le Sud de Bruxelles en collaboration avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution présents sur ces zones, le poste Ottenbourg peut être mis hors service.

Son démontage a été décalé suite à une gestion des priorités et est prévu en 2024-2025. Le Gestionnaire de Réseau de Distribution n'est pas impacté vu qu'il n'a plus de charge sur ce poste depuis début 2024.

6.2 Court-Saint-Etienne : Renforcement de la transformation et restructuration du poste en 36 kV depuis Baisy-Thy

Le projet de renforcement de la Sn-1 à Court-Saint-Etienne 36 kV consiste à remplacer le transformateur 36/11 kV de 16 MVA actuel par un nouveau transformateur de 25 MVA amenant ainsi la Sn-1 à 30 MVA.

Ce projet est planifié en même temps que la restructuration du 36kV dans la zone, à savoir :

- Passage en 36 kV de la ligne gabarit 70 kV Baisy-Thy - Ottignies SNCB-Court-Saint-Etienne ;
- Installation d'un second transformateur 36/11 kV 25 MVA à Court-Saint-Etienne en remplacement du transformateur 70/11 kV actuel, ceci aura lieu environ un an avant la fin des travaux complets ce qui explique la Sn-1 change avant la fin de ceux-ci;
- Abandon du 70 kV à Court-Saint-Etienne et Baisy-Thy.
- La cabine Baisy-Thy 36 kV sera rénovée par la même occasion.

Le projet a été fortement impacté par les inondations sur la région et en particulier sur le poste de Court-Saint-Etienne, ce qui a entraîné à des délais dans la réalisation des travaux. En effet, ceci a arrêté les travaux sur ce projet et les sous-traitants du Gestionnaire de Réseau de Transport Local ont dès lors rediriger leurs équipes sur d'autres chantiers et n'ont pu les réaffecter sur ce projet que par après, Elia étant obligé d'attendre que ces équipes soient à nouveaux disponibles.

6.3 Harmignies, Cibly, Pâturages et Quevaucamps : Restructuration du réseau 150 kV et 70 kV de la région et capacité d'accueil de productions décentralisées

D'une part, la ligne 70 kV entre les postes Harmignies, Cibly et Pâturages arrive en fin de vie. D'autre part, différents projets de production éolienne sont envisagés pouvant conduire à une saturation de cette ligne 70 kV.

Par ailleurs, le matériel 70 kV et les transformateurs 70/10 kV et 10/6 kV du poste Harmignies sont en fin de vie de même que le poste Pâturages.

Au regard de ces différents constats, une étude a été menée afin de dégager la meilleure évolution possible du réseau de la région en visant l'optimum technico-économique à long terme ainsi que la maximalisation des capacités d'accueil de production d'énergies décentralisées.

Dans une phase ultérieure, le poste Ville-sur-Haine 70 kV arrivant en fin de vie pourra être supprimé.



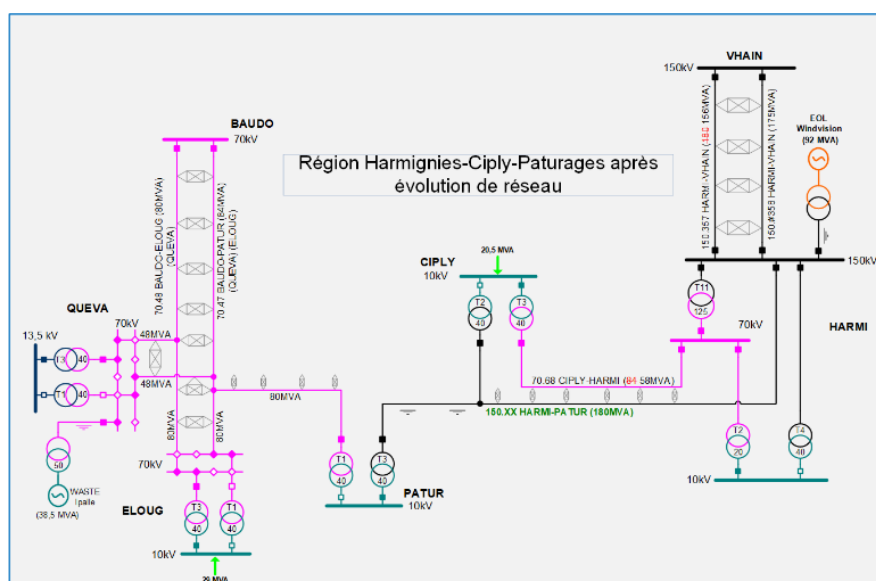


Figure 6.1 - Réseau Harmignies-Ciply-Pâturages après évolution du réseau

6.3.1 Région Harmignies, Ciply, Pâturages : Restructuration

Une première phase composée de plusieurs projets permet une première augmentation des possibilités de raccordement de productions locales dans la région. Elle consiste en :

- L'exploitation en 150 kV du terne de la ligne Harmignies - Ville sur Haine, aujourd'hui utilisé en 70 kV;
- A Harmignies:
 - Construction d'un poste 150 kV;
 - Installation d'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA en remplacement d'un des deux transformateurs 70/MT de 20 MVA. Ce nouveau transformateur à Harmignies a été mis en service en mars 2025;
 - Restructuration du poste 70 kV;
 - Abandon par Elia du 6 kV par Elia en coordination avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution ; une alimentation d'un client du Gestionnaire de Réseau de Distribution en 6 kV resterait temporairement assurée par ce dernier à partir de la cabine 10 kV et un transformateur 10/6 kV ;

La date de fin des projets à Harmignies a été déplacée de fin 2024 à début 2025 suite à quelques retards rencontrés dans la phase d'exécution du projet mais la mise en service du poste 150 kV ainsi que du transformateur 150/10 kV aura bien lieu en 2024.

- L'utilisation en 150 kV d'un terne de la ligne Harmignies-Ciply rénovée à ce gabarit de tension ;
- Ce terne en 150 kV est alors prolongé jusqu'au poste de Pâturages par le nouveau câble 150 kV à poser entre les postes de Ciply et Pâturages (voir § 6.3.2) ;
- A Ciply : installation d'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA ; le secours sera assuré par un transformateur 70/10 kV de 40 MVA (voir § 6.3.2) et raccordé en antenne au départ d'Harmignies. Ce nouveau transformateur à Ciply a été mis en service en mars 2024.
- A Pâturages : installation d'un transformateur 150/10 kV de 40 MVA. Le transformateur 70/10 kV restant de 40 MVA sera alimenté en repiquage sur la ligne 70 kV Baudour – Elouges.



Des aléas techniques dans la réalisation des projets à Cibly et Harmignies ont induit un décalage de la fin des travaux dans les postes de Cibly, Harmignies et Pâturages et delà la mise en service de la liaison câble ainsi que le passage en 150 kV du second terne.

Le transformateur 150/10 kV sera mis en service avant la fin des travaux complets de ce projet et donc la modification de la Sn-1 aura lieu avant la fin des travaux complets.

Dans un second temps, des raccordements complémentaires pourraient être octroyés moyennant :

- L'utilisation en 150 kV des deux ternes de la ligne Harmignies-Cibly rénoverée à ce gabarit de tension ; et
- L'installation d'un second transformateur 150/10 kV (40 MVA) dans le poste de Cibly.

A très long terme, l'extension du réseau 150 kV pourrait être envisagée au-delà de Pâturages et ce jusqu'au poste Baudour en passant par les postes Elouges et Quevaucamps.

6.3.2 Cibly – Pâturages : Rétrofit de la ligne et passage à une liaison au gabarit 150 kV

Suite à un audit, il s'avère que la ligne doit être rapidement rétrofitée.

Conformément à la vision long terme dans la région de Harmignies (voir point § 6.3.1 ci-avant), un renouvellement au gabarit 150 kV (double terne jumelé) avait été envisagé.

Cependant, au regard des difficultés administratives rencontrées, une alternative souterraine a été décidée car dans ce cas particulier un seul câble 150 kV est suffisant pour remplacer la ligne double terne. Ce nouveau câble Cibly-Pâturages a déjà été mis en service, en février 2025. Les derniers travaux sont en cours pour une fin des travaux en 2025.

6.3.3 Harmignies : Rénovation de la cabine 10 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine 10 kV devenant obsolète.

6.3.4 Quevaucamps : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Quevaucamps prévoit le remplacement du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Par la même occasion, le poste 70 kV sera mis au standard quant à sa topologie haute tension ce qui assurera par ailleurs une meilleure disponibilité pour un utilisateur de réseau (production décentralisée) raccordé en 70 kV sur -ce poste. En ce sens, et vu le besoin d'une travée supplémentaire pour le second transformateur 70 / 15 kV évoqué ci-après, il a été décidé de rénover complètement la haute tension de ce poste et non plus ponctuellement.

Elia prendra également en charge l'investissement du transformateur 15 / 13 kV, conformément à l'étude conjointe réalisée avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution et les discussions ultérieures avec la CWAPE.

De plus, un second transformateur 70 / 15 kV 50 MVA sera ajouté sur la nouvelle cabine 15 kV (actuellement un des transformateur 70 / 13,5 kV 40 MVA est capable de fonctionner en 15 kV) pour répondre à la demande croissante importante de la charge chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution.



Nous aurons donc un transformateur 70 / 13,5 kV 40 MVA sur une cabine et le nouveau transformateur 15 / 13,5 kV (limitant la Sn-1 de la cabine 13,5 kV) entre les deux cabines 13, kV et 15 kV et deux transformateurs 70 / 15 kV 40 MVA et 50 MVA sur une seconde cabine permettant d'assurer l'augmentation de charge à long terme et la migration de ce poste vers le 15 kV avec les nouvelles charges connectées immédiatement en 15 kV.

La révision de l'ampleur du projet avec entre autres l'ajout par rapport à l'année passée d'un second transformateur 70 / 15 kV, la décision de remplacer complètement le matériel haute tension vers du matériel déjà au gabarit 150 kV afin d'être sans regret pour le futur à plus long terme mais exploité en 70 kV font que le planning de ce projet a dû être revu et décalé, tant pour le projet en 70 kV et en 13,5 kV.

6.3.5 Quevaucamps : Rénovation de la cabine 13,5 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de l'ancienne cabine moyenne tension (une extension du bâtiment est à prévoir).

6.3.6 Ville-sur-Haine : Fermeture du poste 70 kV

Le poste 70 kV Ville-sur-Haine sera fermé. Un nouveau transformateur 150/70 kV de 90 MVA sera installé à Ville-sur-Haine afin d'assurer l'injection 70 kV vers Obourg et Mons.

De même, un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA sera installé en remplacement du transformateur 70/10 kV de 40 MVA pour alimenter la cabine 10 kV.

6.4 Monceau 70 kV : Rénovation et restructuration du poste ainsi que de la zone 70 kV entre Monceau et Gouy (Marchienne-au-Pont, Charleroi)

6.4.1 Monceau : Sortie du 70 kV et de la cabine 6 kV

D'importants besoins de remplacement se manifestent au poste Monceau :

- matériel haute tension et basse tension du poste 70 kV ;
- cabines 10 kV et 6 kV.

Une étude long terme réalisée par le Gestionnaire de Réseau de Transport Local a montré que le renouvellement du poste de Monceau 70 kV peut être totalement évité suite aux projets au niveau de Charleroi qui ont été réalisés en 2019. La cabine 6 kV est également abandonnée.

6.4.2 Gouy : Remplacement du transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA

Le second transformateur 150/70 kV de Gouy arrivant en fin de vie, il sera remplacé par un nouveau transformateur par ailleurs plus puissant de 90 MVA.



6.5 La Louvière : Restructuration de la poche 30 kV

Comme explicité dans les Plans précédents, une étude technico-économique de la région a démontré que l'optimum en terme de vision long terme était le suivant :

- Refonte de l'alimentation du poste 30 kV de Boel La Louvière: utilisation restructurée des capacités de transformations depuis le 150 kV.
- Par la même occasion, les protections du poste de Boel La Louvière seront remises à niveau.

6.6 Ronquières : Rénovation du poste

6.6.1 Ronquières : Remplacement des transformateurs du poste

Les 2 transformateurs 70/6 kV actuels étant en fin de vie, il est prévu de les remplacer par des transformateurs libérés dans le réseau suite à d'autres projets en cours ou planifiés. Par la même occasion, une mise à niveau du matériel basse tension du poste sera réalisée.

Des aléas de chantier ont retardé ce projet comme autorisation d'accès limitée en durée le long du canal.

6.6.2 Ronquières : Rénovation de la cabine

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

Des aléas de chantier ont retardé ce projet comme autorisation d'accès limitée en durée le long du canal.

6.7 Soignies : Remplacement d'un transformateur et matériel haute et basse tension

A Soignies, la cabine moyenne tension est alimentée par :

- un transformateur 70/10 kV de 40 MVA ;
- un transformateur 70/10 kV de 20 MVA.

Si les prévisions de charges le justifient, il est prévu de remplacer le transformateur 70/10 kV de 20 MVA par un transformateur de 40 MVA qui a été libéré dans le réseau suite à un autre projet.

A noter que la basse tension ainsi que le matériel haute tension seront également rénovés à l'occasion de ce projet.



6.8 Lobbes : Remplacement d'un transformateur et rénovation du matériel haute (70 & 10 kV) et basse tension

Un transformateur 70/10 kV arrivant en fin de vie sera remplacé par un transformateur de 40 MVA. Le poste 70 kV (matériel haute et basse tension) ainsi que la cabine moyenne tension seront à cette occasion également renouvelés.

6.9 Binche : Rénovation du matériel haute et basse tension 70 kV et remplacement du transformateur 70/10 kV par un transformateur de 40 MVA

Le projet à Binche consiste à remettre à niveau des protections et des équipements basse tension ainsi que généralités du poste 70 kV et 150 kV afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement. Les équipements haute tension 70 kV en fin de vie seront également remplacés.

Le transformateur 70/10 kV arrivant en fin de vie quelques années après les besoins de remplacements 70 kV, il a été décidé de remplacer ce transformateur par un transformateur de 40 MVA récupéré à La Louvière. Ceci permettra dès lors d'augmenter la Sn-1 du poste.

Des analyses réseaux avaient identifié des transformateurs de mesure de courant comme éléments limitants, ce qui nécessitait de la flexibilité chez certains parcs de production potentiels. Des analyses plus profondes ont permis de résoudre la limitation : les transformateurs de mesure de courant ne sont désormais plus des éléments limitants pour le raccordement des injections dans la zone. Le remplacement de ces transformateurs de mesure de courant, qui était considéré un projet de caractère « économiquement justifié », n'est donc plus nécessaire.

La révision des priorités des projets a amené un décalage de ce projet.

6.10 Mouscron : Renforcement de la transformation et rénovation du poste

Le poste 70 kV et une des trois cabines 10 kV de Mouscron arriveront prochainement en fin de vie. Ce projet prévoit les remplacements nécessaires afin d'assurer la fiabilité d'alimentation ainsi que la restructuration de certaines parties du poste 70 kV ainsi que des cabines 10 kV. La restructuration du poste Bas-Warneton permettra d'abandonner l'axe 70 kV entre les deux postes Bas-Warneton et Mouscron. Les détails de la restructuration sont étudiés en coopération avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution concernés.

6.10.1 Mouscron : Restructuration du poste 70 kV par nouveau poste définitif et réduit

Ce projet porte sur le remplacement de la sous-station 70 kV mobile temporaire par une restructuration du réseau 70 kV avoisinant et le remplacement de la cabine 10 kV n° 2 (la dernière du poste à ne pas être renouvelée).



La seule liaison 70 kV encore nécessaire sur ce poste sera celle partant vers Tournai, le réseau 70 kV du Nord du pays étant restructuré ce qui impliquera que plus aucune liaison 70 kV vers cette région ne sera nécessaire. Le transformateur 150/70 kV existant sera dès lors utilisé pour alimenter uniquement la ligne vers Tournai.

Par la même occasion, les 2 transformateurs 70/10 kV de 20 MVA seront remplacés par un nouveau transformateur 150/10 kV de 40 MVA amenant la Sn-1 des 3 cabines à 48 MVA chacune (144 MVA de Sn-1 globale du poste).

6.11 Bas-Warneton : Renforcement de la transformation et rénovation du poste

Au regard des prévisions de charges, la capacité de transformation actuelle ne suffira plus suffisante.

Une étude plus détaillée de l'état effectif des équipements a montré que les installations 70 kV existantes pouvaient rester partiellement en service pendant et après la construction du nouveau poste 150 kV.

Par soucis d'efficacité, il a été opté pour une évolution du réseau en deux étapes décrite dans les précédents plans d'adaptation. La première étape étant réalisée, la seconde étape est planifiée et consiste en l'installation d'un second câble 150 kV depuis Wevelgem et de deux transformateurs supplémentaires 150/15 kV de 50 MVA. Ceci amènera la Sn-1 à un maximum de 120 MVA.

Il restera donc un poste 150 kV alimenté par 2 câbles 150 kV et 3 transformateurs 150/15 kV 50 MVA. La charge sur les différentes cabines sera réorganisée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution. Le poste 70 kV Bas-Warneton sera supprimé.

Les transformateurs 150/15 kV seront mis en service dès janvier 2025 tandis que le reste du projet se finalisera en 2026.

6.12 Corbais : Rénovation du matériel basse tension

Le projet à Corbais prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

De manière opportune avec ce projet, l'ouverture d'une cabine 36 kV au poste Corbais est également prévue afin d'améliorer la disponibilité de l'injection 150/36 kV.

Les raisons qui justifient l'ouverture de cette cabine sont les suivantes : la structure standard et éprouvée du poste, le remplacement facilité du transformateur 150/36/36 kV en cas de défaut par un transformateur standard 150/36kV de stock et l'utilisation de cette nouvelle cabine comme hub d'injection pour la production décentralisée.

6.13 Louvain-la-Neuve : Rénovation des cabines 36 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, une nouvelle cabine 36 kV remplacera l'actuelle en lieu et en place.



6.14 Tournai : Rénovation du matériel haute et basse tension

Le projet à Tournai consiste à remplacer tout le matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Cela permettra de raccorder deux câbles d'un utilisateur du réseau directement sur le nouveau poste 70 kV Tournai (à la place d'une configuration repiquage sur les lignes Marquain – Mouscron).

6.15 Jemappes 150 kV et 70 kV : Rénovation du matériel haute et basse tension et remplacement cabine moyenne tension

Le projet à Jemappes consiste à remplacer du matériel haute tension (150 et 70 kV partiellement) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement. Un passage en 150 kV complet est à l'étude avec un poste complet 150 kV et deux transformateurs 150 / 10 kV de 40 MVA afin de couvrir les évolutions de charges et pour cela réduire la charge reprise en 70 kV en situation dégradée. Par la même occasion la cabine moyenne tension (10 kV) sera remplacée.

Ce changement de contenu à l'étude a induit un décalage de ce projet.

6.16 Jemeppe-sur-Sambre : Rénovation du matériel basse tension

Le projet à Jemeppe-sur-Sambre consiste à remettre à niveau des protections et des équipements basse tension ainsi que des généralités du poste afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Vu que ce projet impacte un client direct, les études et scénarios sont plus complexes que initialement prévu et le projet a donc été retardé.

6.17 Villerot : Création nouvelle cabine 15 kV sur le poste 150/30 kV Tertre reprenant la charge de Villerot et fermeture du poste Villerot

Ce projet est abandonné au profit d'une restructuration du réseau 30 kV de la région entre les postes de Tertre et Zoning de Ghlin décrit plus bas.

6.18 Ligne Tertre – Air-Liquide 30 kV : Remplacement partiel par un câble souterrain

Ce projet est abandonné vu la restructuration de la région 30 kV entre les postes de Tertre et Zoning de Ghlin décrit plus bas.



6.19 Oisquercq : Rénovation haute tension et basse tension des postes 150 kV et 70 kV

Le projet à Oisquercq prévoit le remplacement du matériel haute (70 et 150 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

6.20 Marquain : Remplacement de transformateurs 70/15 kV et de matériel haute tension

Le projet à Marquain porte sur le remplacement du matériel basse et haute tension du poste 70 kV ainsi que des deux transformateurs 70/15 kV de 20 MVA. Ils seront remplacés par un transformateur 70/15 kV de 50 MVA. Ce remplacement permet de réduire la structure 70kV d'un poste avec jeux de barres à un repiquage sur la ligne 70kV de Antoing à Tournai.

Le remplacement des transformateurs 70/15 kV apporte une augmentation de la Sn-1 de 48MVA à 60MVA.

Les analyses annuelles de gestion du portefeuille effectuées ont montré que l'impact d'un décalage du projet était moindre que pour d'autres projets plus impactants, en tenant compte des moyens de gestion de congestion via une flexibilité rémunérée. Pour cette raison, le projet a été décalé dans le temps avec un lancement du projet en début 2023. La mise en service du nouveau transformateur 70/15 kV de 50 MVA permettant de lever la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2028.

6.21 Seneffe : Rénovation haute et basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les installations haute et basse tension à Seneffe.

6.22 Fleurus : Rénovation basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les installations basse tension à Fleurus.

6.23 Deux-Acren : Rénovation haute et basse tension ainsi que remplacement de transformateurs

Le projet à Deux-Acren consiste à remplacer du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Les deux petits transformateurs 70/15 kV de 20 MVA, l'un étant en fin de vie, seront remplacés par un seul nouveau transformateur 70/15 kV de 50 MVA.

Le transformateur 70/15 kV actuel de 40 MVA sera également remplacé par un transformateur de 50 MVA afin de répondre à l'augmentation de la charge sur ce poste.



Vu la croissance de la charge sur ce poste selon les prévisions annoncées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution, le transformateur de 40 MVA sera remplacé par un nouveau de 50 MVA.

6.24 Hoves : Rénovation haute et basse tension ainsi que remplacement d'un transformateur

Le projet à Hoves consiste à remplacer tout le matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement (nouveau poste blindé 70 kV).

Un transformateur 70/15 kV de 12 MVA arrivé en fin de vie sera remplacé par un transformateur 70/15 kV de 25 MVA.

6.25 Auvelais : Rénovation basse tension des postes 150 kV et 70 kV

Le projet à Auvelais consiste à remplacer du matériel basse tension des postes 150 kV et 70 kV afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

La complexité de travaux sur quatre niveaux de tension (150-70-30-12 kV) font que les travaux seront plus long que prévu afin de ne pas handicaper l'exploitation du réseau.

6.26 Lens : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Lens prévoit le remplacement complet du matériel haute tension (nouveau poste blindé 70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

6.27 Maisières : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Maisières prévoit le remplacement du matériel haute tension (70 kV) et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

Cependant, une demande de forte augmentation de charge d'un client chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution impliquant une refonte de ce poste est actuellement à l'étude mais non encore décidée car non encore sous contrat qui répondra à ce besoin tout en reprenant la charge actuelle du poste de Maisières:

- Fermeture du poste actuel
- Création d'un nouveau poste 70 kV à proximité du site actuel en entrée/sortie sur la ligne 70 kV existante
- Deux nouveaux transformateurs 70/15 kV 50 MVA
- Nouvelle cabine 15 kV
- Deux câbles 70 kV entre le site actuel et ce nouveau poste



6.28 Couvin : Rénovation haute tension, moyenne tension et basse tension

6.28.1 Couvin : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Couvin prévoit le remplacement ponctuel du matériel haute tension et complet basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement. Le projet de poste blindé 70 kV a été abandonné vu la vision à plus long terme de la région entre Sambre et Meuse prévoyant un passage en deux étapes du poste de Couvin en 150 kV.

6.28.2 Couvin : Rénovation de la cabine 12 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

À la suite d'un alignement nécessaire sur les limites de scope et de propriété entre le Gestionnaire de Réseau de Transport et les Gestionnaires de Réseau de Distribution (discussions plus complexes en raison de la reprise de la cabine MT par un nouveau Gestionnaire de Réseau de Distribution à la fin du projet), l'entièreté du projet de Couvin a dû être décalé.

6.29 Dottignies : Rénovation haute tension et basse tension

Le projet à Dottignies prévoit le remplacement du matériel haute et basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

6.30 Jodoigne : Suppression du poste 70 kV, nouveau transformateur 150 / 10 kV et nouvelle cabine MT

Le poste 70 kV à Jodoigne sera supprimé. Un des 2 transformateurs actuels sera mis en antenne sur la ligne 70 kV au départ de Tirlemont.

Un nouveau transformateur 150 / 10 kV de 40 MVA sera quant à lui installé en repiquage sur la ligne 150 kV Tirlemont – Avenas par l'intermédiaire de la pose d'un nouveau câble 150 kV entre la ligne en question et le poste Jodoigne.

Une nouvelle cabine 10 kV sera par ailleurs construite.

6.31 Nivelles : Rénovation basse tension

Le projet à Nivelles prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.



6.32 Elouges : Rénovations haute, moyenne et basse tension avec rénovation de la cabine moyenne tension

6.32.1 Elouges : Rénovation du matériel haute et basse tension

Le projet à Elouges consiste à remplacer complètement le poste 70 kV ainsi que la basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement. A cette occasion, le poste sera simplifié en mettant les deux transformateurs en antenne/repiquage sur les lignes aériennes.

6.32.2 Elouges : Rénovation de la cabine 10 kV

Le matériel moyenne tension installé à Elouges est de type ouvert et obsolète. Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension dans un nouveau bâtiment à construire.

6.33 Farciennes : Rénovation de la cabine 10 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

6.34 Braine-l'Alleud : Remplacement du poste actuel par un poste de type blindé, remplacement cabine 15 kV, rénovation complète du matériel basse tension

La cabine, étant déjà de grande taille, ne peut plus faire l'objet d'une extension. Le Gestionnaire de Réseau de Distribution, au regard des signaux de développement sur la zone, désire planifier le remplacement de la cabine 15 kV afin de permettre une extension future. Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension.

Par ailleurs, une évolution du réseau 150 kV dans le Brabant wallon nécessite une extension importante du poste 150 kV Braine-l'Alleud. Cette extension sur le site actuel avec du matériel isolé à l'air classique est très difficile en terme d'autorisation et d'intégration dans le tissu urbain du poste. Il a donc été opté pour un nouveau poste 150 kV de type blindé sur le site actuel avec réorganisation des équipements existants sur le site (transformateurs, cabine 15 kV) afin de réduire l'empreinte urbanistique du poste. De facto, tant les équipements haute tension et basse tension du poste 150 kV seront renouvelés. Ceci impliquera aussi des adaptations de la ligne et des câbles 150 kV vers ce poste.

Dès lors, la nouvelle cabine 15 kV sera également reconstruite proche du nouveau poste blindé.

Un retard est dû à un délai de livraison des équipements haute tension plus long que prévu entre autre le shunt reactor.



6.35 Mons : Rénovation du matériel haute, moyenne et basse tension

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

En même temps, le poste 70 kV sera entièrement rénové (haute et basse tension). Les transformateurs seront quant à eux conservés.

6.36 Ways : Rénovation de la cabine 11 kV, suppression de la cabine 36 kV et mise en antenne des transformateurs

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

Le Gestionnaire de Transport Local a planifié par la même occasion une restructuration de l'alimentation du poste Ways en 36 kV. Celle-ci est rendue possible par le passage en antenne du poste Court-Saint-Etienne alimenté depuis le poste 36 kV Baisy-Thy. Le câble 36 kV Ottignies – Court-Saint-Etienne – Ways n'est plus utile au réseau et arrive également en fin de vie. Cette restructuration évite le remplacement de ce dernier câble et la rénovation de la cabine 36 kV. Dès lors, les mesures suivantes sont attendues:

- Fermeture de la cabine Ways 36 kV
- Mise en antenne des 2 transformateurs 36/11 kV existants de Ways sur les 2 câbles 36kV issus de Baisy-Thy

6.37 Basse-Wavre : Rénovation de la cabine 36 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu le remplacement de la cabine 36 kV de Basse-Wavre (pour sa partie encore de type hall) en extension de la partie déjà rénovée/étendue il y a quelques années. Le matériel basse tension sera également remplacé à cette occasion.

6.38 Monceau : Rénovation de la cabine 10 kV

Le Gestionnaire de Réseau de Transport Local et le Gestionnaire de Réseau de Distribution ont planifié le remplacement de la cabine moyenne tension devenant obsolète.

Une révision des priorités des projets a amené le Gestionnaire de Transport Local à décaler ce projet.

6.39 Deux-Acren – Lens et Oisquercq – Braine-le-Comte

Sur les portions de lignes entre les postes Deux-Acren et Lens et entre les postes Oisquercq et Braine-le-Comte actuellement équipées de conducteurs en cuivre, il sera procédé au remplacement des conducteurs par de nouveaux conducteurs en aluminium de capacité de transport identique.



6.40 Relais de fréquence pour délestage automatique

Afin d'assurer la stabilité du réseau et mitiger le risque de black-out tout en se conformant au nouveau Network Code européen (qui sera traduit sous peu en un nouveau Règlement technique), il est prévu de placer dans un certain nombre de postes supplémentaires des relais de fréquence de délestage de charge. Ces postes sont des postes de transformation vers la moyenne tension ou le 30 ou 36 kV à partir des niveaux de tension 220, 150, 70, 30, 36 kV.

6.41 Boucle de l'Est

Depuis plusieurs années déjà, on assiste dans la zone dite de la « boucle de l'Est²³ » à un important développement de projets de production d'électricité décentralisée. Cette zone du Gestionnaire de Réseau de Transport Local atteint une saturation avérée.

Afin d'accompagner le déploiement de la production renouvelable en Région wallonne, Elia a mis en service fin 2016 le premier step du renforcement de la Boucle de l'Est, à savoir : le remplacement de la ligne entre les postes Bévercé - Stephanshof – Amel ainsi qu'entre Stephanshof et Butgenbach par une ligne à deux ternes d'un gabarit 110 kV mais exploitée en 70 kV dans un premier temps.

6.41.1 Boucle de l'Est : Second step de renforcement

La capacité libérée suite au premier step de renforcement étant déjà épuisée, le second step de renforcement est d'ores et déjà en cours de réalisation. Ce second step consiste d'une part à découpler les réseaux 70 kV entre la zone de Liège et celle de l'est Saint Vith-Malmedy et d'autre part à exploiter dès ce stade un terna entre Brume et Amel en 110 kV.

Ce second step se concrétise donc par les projets suivants :

- mise hors tension de la ligne entre les postes Bévercé et Soiron (son démontage sera prévu ultérieurement conformément à ce qui est mentionné dans le paragraphe § 6.42.3);
- remplacement de la ligne Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts par une ligne double terna gabarit 110 kV (projet réalisé en 2023) ;
- déjumelage des ternes de la ligne Trois-Ponts – Brume (ligne gabarit 220 kV) (projet réalisé en 2023) ;
- déjumelage des ternes de la ligne Amel – Stephanshof ;
- pose d'un nouveau transformateur injecteur 380 / 110 kV de 300 MVA à Brume (projet réalisé en 2023) ;
- remplacement d'un transformateur 70 / 15 kV par un transformateur 110 / 15 kV de 50 MVA dans le poste Bévercé et découplage du GIS en deux demis double jeux de barre afin de permettre d'exploiter un demi double jeux de barre en 70 kV et l'autre demi double jeux de barre en 110 kV;

²³ 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.



- remplacement d'un transformateur 70 / 15 kV par un transformateur 110 / 15 kV de 50 MVA dans le poste Butgenbach ;
- remplacement des deux transformateurs 70 / 15 kV par un transformateur 110 / 15 kV de 50 MVA et un transformateur 70 / 15 kV de 50 MVA dans le poste Amel et remplacement de la cabine moyenne tension.

En attendant la signature du contrat d'un utilisateur impacté par la réalisation de ce projet, le projet a été mis en attente. Le projet est relancé en 2024, pour une mise en service du nouveau transformateur 110/15 kV en 2029.

Seul le dernier point reste à réaliser. À la suite d'une révision des priorités concernant les travaux à Amel, la finalisation de ces travaux est reportée de deux ans.

6.41.2 Boucle de l'Est : Steps ultérieurs de renforcement

Afin de maximiser l'accueil de productions décentralisées, il est prévu également d'installer des modules Ampacimons sur les lignes sud de la boucle de l'est, à savoir sur la ligne Houffalize - Cierreux, la ligne Cierreux - Saint-Vith et la ligne Amel – Saint-Vith.

Si le déploiement de la production éolienne dans la zone devait rendre ces renforcements insuffisants, le renforcement des lignes 70 kV Amel – Saint-Vith et Cierreux - Saint-Vith pourrait être envisagé ultérieurement.

De même, le remplacement de la ligne entre Bronrome et Heid-de-Goreux par une ligne double terre au gabarit 110 kV est à l'étude; ce projet permettant la suppression à plus long terme de la ligne Comblain-Heid-de-Goreux.

À la suite du constat que le potentiel renouvelable ne se développe pas aussi rapidement que prévu, les analyses annuelles de gestion du portefeuille effectuées ont montré que l'impact d'un décalage du projet était moindre que pour d'autres projets plus impactants, en tenant compte des moyens de gestion de congestion via une flexibilité rémunérée. Pour cette raison, le projet a été reporté de deux ans, avec un lancement du projet en 2025. La mise en service des modules Ampacimon, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2028.

6.41.3 Heid-de-Goreux et Saint-Vith : Remplacement des postes

Afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation :

- le remplacement du poste 70 kV Saint-Vith par un nouveau poste au gabarit 110 kV ainsi que le remplacement des transformateurs vers la moyenne tension par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA est planifié;

Le projet a été mis en attente de la première commande de raccordement d'un utilisateur de réseau impacté. Après la commande de raccordement d'un utilisateur de réseau impacté, le projet sera lancé en 2025. La mise en service du nouveau poste au gabarit 110 kV et des deux nouveaux transformateurs de 50 MVA, permettant de lever la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2030.



- le remplacement du poste 70 kV Heid-de-Goreux par un nouveau poste au gabarit 110 kV ainsi que les transformateurs vers la moyenne tension par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA est planifié. Le poste 70 kV Heid-de-Goreux évoluera alors vers une configuration de deux transformateurs 70 kV / MT, l'un en repiquage sur la Boucle de l'Est et l'autre en repiquage sur la ligne Rimièrre-Bomal. D'ici à la réalisation du remplacement du poste, les protections seront adaptées pour fiabiliser le réseau face à l'augmentation de l'injection d'électricité d'origine renouvelable.

6.42 Liège : Vision long terme de la région

Comme explicité dans le plan précédent, la vision long terme sur Liège préconise le découplage de la poche 70 kV liégeoise en deux poches distinctes :

- la poche nord sera alimentée via 3 transformateurs injecteurs 150 / 70 kV (1 situé à Hannut, 1 à Ans et 1 à Lixhe) et via le transformateur 220 / 70 / 70 kV des Awirs qui sera maintenu jusqu'à sa fin de vie ;
- la poche sud est quant à elle alimentée au départ du 220 kV via 4 transformateurs injecteurs 220 / 70 kV (1 situé à Rimièrre, 1 à Sart-Tilman, 1 à Romsée et 1 à Seraing)

Suite à la mise en service du poste 150 kV Ans, du transformateur 220 / 70 kV à Seraing et du transformateur 220 / 70 / 70 kV à Sart-Tilman, les restructurations restantes de poches sur Liège se résument dès lors ainsi:

- Romsée (paragraphe § 6.42.1) : maintien du transformateur 220 / 70 kV qui alimentera directement en anti-antenne le poste 70 kV Angleur une fois le poste 70 kV Romsée supprimé ;
- Poche Ans-Montegnée-Pouplin (paragraphe § 6.42.2) : fermeture du poste 70 kV Montegnée et rénovation du poste 70 kV Ans ;
- Rationalisation de lignes 70 kV (paragraphe § 6.42.3).

6.42.1 Romsée : démontage du poste 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, le démontage de Romsée 70 kV ne peut avoir lieu qu'une fois les travaux du step 2 Boucle de l'est et la restructuration de Pepinster – Turon réalisés.

A ce moment, le transformateur 220 / 70 kV de Romsée injectera directement en anti-antenne sur le poste Angleur 70 kV.

6.42.2 Ans – Montegnée – Pouplin : Restructuration de la poche

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, la suppression du poste 70 kV Montegnée et de la ligne 70 kV Ans - Montegnée sera réalisée moyennant la pose de deux nouveaux câbles entre le poste Ans et le poste Montegnée. Ces deux nouveaux câbles, au gabarit 150 kV mais exploités en 70 kV, permettront le raccordement en direct des transformateurs de Pouplin sur le poste Ans 70 kV.

Lors de ce projet, des travées supplémentaires seront nécessaires à Ans 70 kV ; par ailleurs, la partie la plus ancienne du poste 70 kV Ans sera également rénovée.

Des adaptations lignes seront également nécessaires aux alentours de Montegnée pour permettre la suppression de ce poste.



Il est également prévu la rénovation de la basse tension du poste Pouplin 70 kV.

6.42.3 Liège : Rationalisation des lignes 70 kV

Suite aux restructurations réalisées sur Liège, la ligne 70 kV Jupille - Romsée pourra être démantelée.

De même, la ligne 70 kV Bévercé – Soiron – Romsée pourra être démantelée une fois la réalisation du second step de renforcement de la Boucle de l'Est (voir paragraphe § 6.41) et de la restructuration de la poche Pepinster – Turon (voir paragraphe § 6.55).

6.43 Boucle de Hesbaye : Restructuration de la poche

Suite aux différents besoins de remplacement 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 l'importance du projet d'Hannut (voir paragraphe § 6.43.1) ;
- Suppression de Hollogne 70 kV et reprise des charges de Hollogne 15 kV sur Ans 15kV (voir paragraphe § 6.43.2) ;
- Construction d'un poste 150 kV à Alleur au pied de la ligne 150kV Ans - Vottem et suppression du poste Alleur 70 kV (voir paragraphe § 6.43.3) ;
- Construction d'un poste 150 kV à Profondval et suppression du poste 70 kV (voir paragraphe § 6.43.4) ;

6.43.1 Hannut 150 kV : construction d'un nouveau poste 150 kV

Un nouveau poste 150 kV est en cours de construction à Hannut.

Il permettra d'accueillir :

- Un nouveau transformateur 150 / 70 kV de 90 MVA;
- Deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA pour alimenter la cabine moyenne tension et ce en remplacement de l'unique transformateur 70 kV / MT. Le poste 70 kV sera à ce niveau supprimé.

Cette solution permet ainsi de soutenir efficacement la boucle de Hesbaye tant d'un point de vue charges que productions.

Suite à un retard dans la phase d'exécution du projet, les mises en service du transformateur 150 / 70 kV et des transformateurs 150 / 15 kV ont été décalées dans le temps, et ce en accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné. La mise en service des éléments réseau permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs est planifiée aux moments suivants :

- La mise en service du nouveau transformateur 150/70 kV est prévue pour Q3 2025.
- La mise en service des deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA est prévue pour juin 2025.



6.43.2 Hollogne 70 kV : Suppression et reprise de la charge sur Ans 15 kV

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné, il est prévu :

- La suppression du poste 70 kV Hollogne ;
- La reprise de la charge MT de Hollogne sur Ans 15 kV via la pose de nouveaux câbles MT par le Gestionnaire de Réseau de Distribution;
- Si la charge le justifiait, l'installation d'un troisième transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA à Ans avec la construction d'une seconde cabine MT.

6.43.3 Alleur 70 kV: Rénovation

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné, il est prévu :

- La création d'un nouveau poste 150 kV à Rocourt à proximité directe de la ligne 150 kV afin d'y installer deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA en repiquage ;
- Le poste Alleur 70 kV existant sera alors supprimé.

6.43.4 Profondval: Rénovation

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné, il est prévu :

- La création d'un nouveau poste 150 kV à proximité directe de la ligne 150 kV afin d'y installer deux nouveaux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA en repiquage ;
- Le poste Profondval 70 kV existant sera alors supprimé.

6.44 Angleur – Grivegnée : Restructuration de la poche

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné et au vu des besoins de remplacement se manifestant à Grivegnée, les travaux suivants sont prévus:

- Suppression de la cabine 6 kV Grivegnée (la mise hors service aura lieu en 2024 tandis que la démolition aura lieu en même temps que la suppression du poste 70 kV Grivegnée) ;
- Suppression de la cabine 15 kV Grivegnée (propriété entièrement du Gestionnaire de Réseau de Distribution) ;
- Suppression du poste 70 kV Grivegnée ;
- Renforcement de la transformation vers le 15 kV à Angleur. Suite à l'augmentation annoncée des charges sur Angleur, Elia installera deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA en remplacement de l'unique transformateur actuel 70 / 15 kV de 25 MVA;
- Les charges de Grivegnée 15 et 6 kV seront réalimentées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution au départ de Angleur 15 et 6 kV via des câbles moyenne tension.

Pour construire la logette du nouveau transformateur 70 / 15 kV, il fallait détruire une partie du bâtiment abritant l'ancienne cabine 6 kV d'Angleur. En raison d'un désamiantage complexe du bâtiment, l'ensemble du projet Angleur – Grivegnée a pris du retard.



6.45 Bomal – Soy : Vision long terme

La région de Bomal – Soy a fait l'objet d'une étude long terme tenant compte des éléments suivants :

- besoins de remplacement des postes Bomal et Soy à moyen terme ;
- besoins de remplacement à plus long terme de la liaison 70 kV Bomal – Comblain ;

Au vu de ces différents éléments et suite à la confirmation par le Gestionnaire du Réseau de Distribution concerné qu'un second transformateur vers la moyenne tension n'est plus nécessaire à Soy, les projets suivants sont prévus:

- au niveau du poste Soy : rénovation de la basse tension et de quelques équipements haute tension de la travée 70 kV du transformateur 70 / 15 kV.
- au niveau du poste Bomal : remplacement du poste 70 kV par un poste au gabarit 110 kV. A noter que la rénovation de la cabine moyenne tension a quant à elle été réalisée, conformément à ce qui était prévu dans le précédent plan d'Adaptation. La finalisation des ces travaux est reculée d'un an à la suite de retards durant la phase d'exécution.
- à plus long terme, il est envisagé de créer une liaison 220 kV entre la ligne 220.501 Villeroix – Rimièrre et le poste Bomal ainsi que la mise en place d'un transformateur injecteur 220 / 70 kV au niveau de Bomal, ceci permettant la suppression de la ligne 70 kV Bomal – Comblain ;
- Marcourt 220 kV deviendra alors un poste avec jeu de barres.

6.46 Marcourt : Rénovation de la cabine moyenne tension et de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, un projet de remplacement de la cabine moyenne tension et des armoires de protection du poste 70 kV Marcourt a été lancé.

6.47 Spa : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension

A Spa, il est prévu de remplacer le transformateur T1 70 / 10 kV de 20 MVA, qui arrivera en fin de vie, par un nouveau transformateur de 40 MVA ainsi que les armoires de protection des deux transformateurs.

6.48 Villers-sur-Semois : Rénovation du poste 70 kV

Le projet au poste Villers-sur-Semois consiste à rénover entièrement le poste 70 kV tant la partie haute tension (laquelle sera remplacée au gabarit 110 kV) que la partie basse tension en raison de la fin de vie prochaine des équipements.

Le remplacement des transformateurs 70/15 kV de 20 MVA par deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA a, par contre, été rajouté dans le scope de ce projet afin de renforcer la capacité



d'accueil de productions décentralisées. La rénovation de la cabine MT sera également intégrée à ce projet.

Les analyses annuelles de gestion du portefeuille effectuées ont montré que l'impact d'un décalage du projet était moindre que pour d'autres projets plus impactants, en tenant compte des moyens de gestion de congestion via une flexibilité rémunérée. Pour cette raison, le projet a été décalé dans le temps avec un lancement du projet en début 2025. La mise en service des deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2030.

6.49 Bonnert : Remplacement d'un transformateur et de la basse tension

Le projet au poste Bonnert 70 kV consiste à remplacer le transformateur T2 70/15 kV de 20 MVA qui arrivera en fin de vie par un nouveau transformateur de 50 MVA ainsi que les armoires de protection des travées 70 kV.

6.50 Fays-les-Veneurs : Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV et remplacement des transformateurs

Le remplacement des 2 transformateurs 70/15 kV de 13 et 14 MVA par 2 transformateurs de 25 MVA au poste Fays-les-Veneurs trouve sa justification dans plusieurs raisons :

- risque de dépassement à terme de la puissance conventionnelle délivrable ;
- changement de couplage et ;
- besoin de remplacement à court terme.

Par ailleurs, il est prévu, afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, de remplacer le poste 70 kV Fays-les-Veneurs par un poste au gabarit 110 kV ainsi que de procéder au remplacement de la cabine moyenne tension.

6.51 Orgeo : Rénovation du poste 70 kV au gabarit 110 kV

Le remplacement du poste 70 kV Orgeo au gabarit 110 kV est en cours de réalisation.

Le transformateur 70/15 kV existant sera quant à lui remplacé ultérieurement dans le cadre d'un second projet. Il n'est à ce stade pas exclu que ce remplacement soit anticipé afin de limiter les besoins de coupures avec interruption de charge dû à l'indice horaire singulier du transformateur actuel.

À la suite de difficultés rencontrées durant la phase d'exécution, ce projet est retardé d'un an.



6.52 Les Plénesses : Remplacement des transformateurs

Afin d'accueillir de nouvelles unités de productions décentralisées, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 70 / 15 kV par deux transformateurs de 20 MVA récupérés ailleurs dans le réseau et ce pour 2024. A noter que les câbles moyenne tension limiteront toutefois la capacité disponible à 20 MVA.

Les autres besoins de remplacement qui se manifestent à Les Plénesses seront repris dans un projet plus global, et ce en accord avec les résultats de l'étude long terme qui est actuellement en cours avec les deux Gestionnaires de Réseau de Distribution concernés dans la zone.

6.53 Herbaimont : Remplacement des transformateurs et de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement et d'offrir plus de capacité d'accueil pour raccorder des productions décentralisées, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 70 / 15 kV par deux nouveaux transformateurs de 50 MVA ainsi que les armoires de protection du poste 70 kV Herbaimont. La cabine moyenne tension sera également remplacée dans le cadre de ce projet.

Le lancement du projet a été mise en attente en attendant la première commande de raccordement d'un utilisateur de réseau impacté. Le projet a été lancé en fin 2022. La mise en service des deux nouveaux transformateurs de 50 MVA, permettant de lever la flexibilité de certains producteurs, est prévue pour 2027. Le projet est actuellement dans les temps pour atteindre cette mise en service, avec le début du chantier planifié en fin 2025.

6.54 Marche-en-Famenne : Renforcement de la transformation vers la moyenne tension

A la suite d'une augmentation importante des réservations de capacité au poste de Marche-en-Famenne, la limite de la capacité de transformation vers la moyenne tension est atteinte. Un projet de remplacement complet du poste, ainsi que des transformateurs, a été lancé.

Dans l'attente de la réalisation de ce projet, Elia collabore activement avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution afin de minimiser l'impact sur les demandes de raccordement. Elia assume le risque de dépassement de la puissance conventionnellement délivrable et cela n'aura pas d'impact sur l'acceptation des demandes de raccordement par Elia qui ont été identifiées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution. Pour limiter le risque de dépassement, Elia changera l'exploitation des transformateurs pour une marche en parallèle.

Un projet d'enfouissement partiel de la ligne Achêne – Marche-en-Famenne est également prévu. Celui-ci a pour objectif de permettre le développement de zones commerciales et résidentielles à Marche-en-Famenne. Dans la mesure du possible, ce projet sera synchronisé avec le projet de remplacement du poste.



6.55 Poche Turon – Pepinster : Restructuration

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement et conformément aux visions long termes combinées de Liège (voir paragraphe § 6.42) et de la Boucle de l'Est (voir paragraphe § 6.41), il est prévu de faire évoluer la poche Turon-Pepinster vers la configuration ci-dessous:

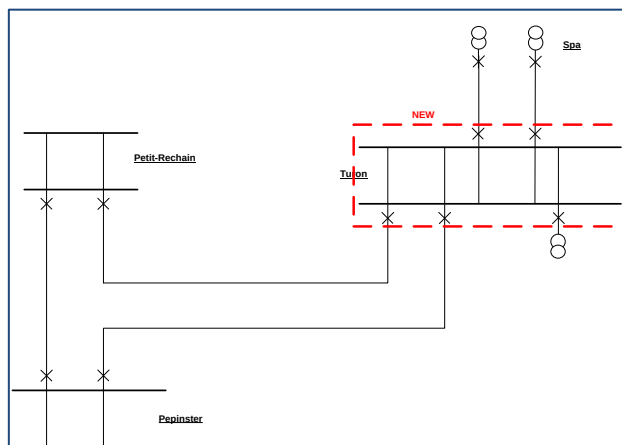


Figure 6.2 - Evolution Turon-Spa

Ceci implique les travaux suivants :

- Remplacement de l'entièreté du poste 70 kV Pepinster. Suite aux inondations, une reconstruction en lieu et place n'est plus envisageable. Un nouvel emplacement est en cours de recherche et ce en étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution qui installera également de son côté une nouvelle cabine moyenne tension. Par ailleurs, Elia remplacera les deux transformateurs 70 / 10 kV de 20 MVA par deux nouveaux transformateurs 70 / 10 kV de 40 MVA ;
- Ajout de trois travées 70 kV supplémentaires au niveau du poste Turon : 2 travées vers Spa et 1 travée supplémentaire vers Petit Rechain. Par ailleurs, la travée vers Pepinster sera entièrement équipée à l'occasion de ce projet. Suite à des retards dans la phase d'exécution, la mise en service du projet a été décalée de quelques mois.

6.56 Neufchâteau : Accueil de productions décentralisées

6.56.1 Accueil de production décentralisée

Différents parcs de production se sont manifestés aux alentours de Neufchâteau. Si un certain nombre d'entre eux se concrétisent, le réseau haute tension, en particulier la liaison 70.306 entre Orgeo et Neufchâteau, arriverait à saturation.

Afin de lever cette congestion, il est prévu de mettre hors service la liaison 70.306 et de reconstituer un circuit entre Orgeo – Neufchâteau – Respelt en posant une nouvelle liaison gabarit 110 kV entre la ligne 70.301 et le poste 70 kV Neufchâteau. Des travaux de lignes sont également à prévoir sur la liaison Neufchâteau – Longlier – Respelt. Un tel investissement est conditionné, d'une part, par la fermeture désormais effective du poste Longlier Infrabel et, d'autre part, par la confirmation de



l'arrivée des productions décentralisée. Suite à ces travaux, l'actuelle ligne 70.306 entre Orgeo et Neufchâteau pourra être démolie.

Après le lancement du projet en 2019, le projet a été mis en attente de la première commande de raccordement d'un utilisateur de réseau impacté. Les analyses annuelles de gestion du portefeuille effectuées ont montré que l'impact d'un décalage du projet était moindre que pour d'autres projets plus impactants, en tenant compte des moyens de gestion de congestion via une flexibilité rémunérée. Le projet a redémarré avec les travaux nécessaires à une mise en service du câble au gabarit 110 kV permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs. Cette mise en service est prévue pour 2025.

La finalisation des travaux complets est prévue pour 2026.

6.56.2 Renforcement de la capacité vers la moyenne tension

A la suite d'une augmentation importante des réservations de capacité au poste de Neufchâteau, la limite de la capacité de transformation vers la moyenne tension est atteinte. Un projet de remplacement des transformateurs par des unités plus puissantes est prévu.

6.57 Ampsin 70 kV : Rénovation de la haute et basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Ampsin consiste à rénover complètement le poste 70 kV au gabarit 150 kV. A l'occasion de ce projet, les deux transformateurs 70 / 15 kV de 15 MVA et 20 MVA seront remplacés par deux transformateurs 70 / 15 kV de 25 MVA. Le projet a été retardé car la priorité a été donnée au projet précédent qui consistait à réaliser les travaux nécessaires pour la mise en place de l'échelle à poissons.

6.58 Flémalle-Industries 220 kV : création d'un poste et fermeture Ivoz 70 kV

6.58.1 Flémalle-Industries 220 kV : création d'un poste et fermeture Ivoz 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il était prévu de créer un nouveau poste 70 kV et une nouvelle cabine moyenne tension au niveau du site de Flémalle afin de remplacer le poste 70 kV Ivoz.

Toutefois, au vu d'un audit détaillé sur la ligne 70 kV au départ de laquelle devait être alimenté le nouveau poste et au vu de la difficulté d'acquérir un terrain au pied de ladite ligne, une autre possibilité a été retenue en étroite collaboration avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution : la construction d'un poste 220 kV alimentant deux nouveaux transformateurs 220 / 15 kV de 50 MVA.

6.58.2 Ivoz 70 kV: travaux de mise en sécurité

Nethys avait prévu un projet pour une mise en conformité de la travée haute tension leur appartenant et consistant :

- au montage de protections mécaniques au niveau des commandes du disjoncteur ;
- à l'installation de passerelles d'accès à la commande du disjoncteur.



Suite au rachat du réseau, Elia effectuera lui-même ces travaux de mise en sécurité. Suite à des contraintes opérationnelles, le timing du projet a été décalé.

6.59 Lixhe : Rénovation

6.59.1 Poste 70 kV : Remplacement du poste 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Lixhe 70 kV consiste à rénover entièrement le poste.

Une option alternative est toutefois à l'étude : moyennant le déplacement d'un client soit vers la moyenne tension soit vers un raccordement en 150 kV, une suppression complète du poste Lixhe 70 kV pourrait être envisagée.

6.59.2 Lixhe 15 kV : Rénovation de la cabine moyenne tension n°1

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de remplacer la cabine moyenne tension n°1 de Lixhe et ce en étroite collaboration avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution concernés. La recherche de l'emplacement le plus adéquat pour la nouvelle cabine et la nécessité de démolir une ligne 70 kV existante avant de pouvoir démarrer la construction du bâtiment pour la cabine a conduit à un retard sur le projet.

6.60 Sart-Tilman 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Sart-Tilman consiste à rénover la basse tension du poste 70 kV ainsi que quelques équipements haute tension mais également à remplacer les trois transformateurs 70 / 15 kV (2 * 20 MVA et 1 * 18 MVA) par deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA.

6.61 Tilleur 70 kV : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet à Tilleur consiste à rénover la basse tension du poste 70 kV.

6.62 Latour : Rénovation

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le poste Latour 70 kV sera supprimé ; les deux transformateurs 70 / 15 kV étant remplacés par un nouveau transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA en repiquage sur la ligne 220 kV.

A noter que ce projet ne permettra toutefois pas d'augmenter la S_{N-1} en raison de limitations de certains équipements présents dans la cabine MT (en particulier un transformateur de courant de 1000 A).

6.63 Croix-Chabot 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover le poste 70 kV Croix-Chabot.



Par ailleurs, au vu de la charge et de la production décentralisée raccordées sur la cabine moyenne tension, les deux transformateurs 70 / 15 kV existants de 25 MVA seront remplacés par deux transformateurs de 50 MVA.

Suite à plusieurs demandes de raccordement dans la région, une option alternative est toutefois à l'étude : remplacer le poste 70 kV par un poste 150 kV alimenté au départ des câbles 150 kV qui passent à proximité. Cette remise en question du fil rouge de la zone a amené le projet à être décalé dans le temps, avec une mise en service des deux nouveaux transformateurs de 50 MVA permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs prévue pour 2029.

6.64 Abée-Scry 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover le poste 70 kV Abée-Scry au gabarit 110 kV.

Par ailleurs, suite aux demandes reçues de raccordement de nouvelles productions décentralisées et la fin de vie prochaine des transformateurs et de la cabine 15 kV, il a été intégré dans le scope du projet le remplacement de la cabine moyenne tension ainsi que le remplacement des deux transformateurs existants par deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA.

6.65 Anthisnes 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension et remplacement du transformateur

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover le poste 70 kV Anthisnes et d'installer deux nouveaux transformateurs 70 / 15 kV de 25 MVA à la place de l'unique transformateur actuel de 13.3 MVA.

Suite à des problèmes de qualité de sol (zone karstique), des études complémentaires ont été réalisées pour la constitution du dossier de permis ce qui a induit du retard dans la réalisation des études et dans la commande des entreprises.

6.66 Esneux 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover le poste 70 kV Esneux.

A cette occasion, la basse tension du poste 70 kV Poulseur sera également remplacée.

Suite à la nécessité de mettre en œuvre des situations provisoires plus complexes qu'initialement prévues et à la détection de présence de câbles moyenne tension dans des zones d'intervention, un retard a été rencontré dans ces projets.

6.67 Saives et Fooz 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover la basse tension ainsi que quelques équipements haute tension du poste 70 kV Saives.



Pour la même raison, il a été prévu le remplacement complet du poste 70 kV Fooz au gabarit 150 kV et ceci afin de permettre à long terme une rationalisation plus importante du niveau 70 kV.

6.68 Awirs 70 kV : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le projet aux Awirs consiste à rénover la basse tension du poste 70 kV.

6.69 Henri-Chapelle 70 kV: Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover le poste 70 kV Henri-Chapelle au gabarit 150 kV.

6.70 On 70 kV : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover la basse tension du poste 70 kV On ainsi que quelques équipements haute tension.

6.71 Bressoux 150 kV et Monsin 70 kV: Restructuration

Au vu des besoins de remplacement au niveau de Monsin tant dans le poste 70 kV que dans la cabine MT et au vu de l'exiguïté du poste, il a été convenu avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné la vision long terme suivante :

- Suppression du poste 70 kV Monsin ainsi que de la cabine MT ;
- Installation par Elia d'un nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA à Bressoux, en remplacement du transformateur T23 150 / 15-11 / 6 kV de 40 MVA existant ;
- Ouverture par le Gestionnaire de Réseau de Distribution d'une nouvelle cabine 15 kV à Bressoux alimentée à partir du T24 150 / 15-11 / 6 kV de 40 MVA et par le nouveau transformateur 150 / 15 kV de 50 MVA. La cabine 6 kV de Bressoux sera réalimentée par le Gestionnaire de Réseau de Distribution via deux transformateurs 15 / 6 kV ;
- Démantèlement de la ligne 70 kV de 1.4 km entre Bressoux et Monsin (TEL08).

Suite au délai de livraison des transformateurs 15 / 6 kV et à la nécessité de mise en place de câbles moyenne tension sous le pont du barrage par le Gestionnaire de Réseau de Distribution, un réaligement des plannings entre le Gestionnaire de Réseau de Distribution et Elia a été réalisé ; ce dernier a induit à un retard dans les projets susmentionnés.

6.72 Petit-Rechain 70 kV: Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il était envisagé de rénover la basse tension du poste 70 kV Petit-Rechain ainsi que quelques équipements haute tension.

Suite à l'étude long terme sur la région d'Eupen réalisée en étroite collaboration avec les deux Gestionnaires de Réseau de Distribution concernés, ce projet passe au statut gelé avant d'être



annulé l'année prochaine. En effet, l'étude long terme conclut à la nécessité à plus long terme d'un poste 150 kV qui permettra la suppression du poste 70 kV.

6.73 Aubange 70 kV : Rénovation de la basse et haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est envisagé de rénover la basse et la haute tension du poste 70 kV Aubange. La réévaluation de la priorité du projet a conduit à le retarder.

6.74 Arlon – Aubange : Remplacement de la ligne 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement tout en augmentant le potentiel de raccordement de productions décentralisées dans la région, il est envisagé de remplacer la ligne double terre 70 kV Arlon – Aubange par une ligne double terre gabarit 110 kV.

6.75 Romsée - Magotteaux : Restructuration

Au vu des besoins de remplacement au niveau de Magotteaux et de sa proximité avec le poste Romsée 220 kV, il a été convenu avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné la vision long terme suivante :

- Installation d'un troisième transformateur 220 / 15 kV de 50 MVA à Romsée (si confirmation de l'augmentation des charges) ;
- Suppression du poste 70 kV Magotteaux ;
- Reprise de la charge 15 kV de Magotteaux sur Romsée 15 kV par le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

Une fois ces travaux effectués, le démantèlement des lignes 70 kV Magotteaux – Sart-Tilman et Magotteaux – Romsée pourrait être envisagé.

6.76 Hollogne - Profondval: Rehausse des pylônes P10 et P11

Afin de permettre la construction de nouveaux bâtiments en-dessous de la ligne Hollogne – Profondval, une rehausse des pylônes P10 et P11 sera réalisée.

Suite à des retards dans le cadre de la procédure d'obtention de permis, le timing du projet a été décalé.

6.77 Ans – Sclessin : Démantèlement d'un tronçon de ligne au sud de Ans et remplacement par deux câbles gabarit 150 kV

Afin de permettre la construction d'un écoquartier au sud de Ans, la portion de la ligne IE354 Ans - Sclessin entre le poste de Ans jusqu'à la chaussée Roosevelt sera démontée.



Pour ce faire, les travaux suivants devront être réalisés :

- Construction d'un nouveau pylône P2bis en remplacement du P2 actuel de la ligne IE354 ;
- Installation de deux transitions lignes-câbles au pied de ce nouveau pylône P2bis ;
- Installation de deux câbles gabarit 150 kV (exploités en 70 kV) depuis ce pylône P2bis jusqu'au poste de Ans

6.78 Battice – Petit-Rechain et Eupen – Les Plénesses – Petit-Rechain: Travaux de rénovation ligne

Afin de permettre de prolonger la durée de vie des lignes Battice – Petit-Rechain et Eupen – Les Plénesses – Petit-Rechain, des travaux de rénovation sur ces lignes sont planifiés. Suite à des problèmes de coupure, les projets ont dû être retardés.

6.79 Villeroux : Accueil de productions décentralisées

Si le raccordement d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, jusqu'à trois transformateurs 220 / 15 kV supplémentaires pourraient être installés sur le site de Villeroux, alimentant jusqu'à deux nouvelles cabines MT.

Le projet sur le premier nouveau transformateur a été mise en attente d'une commande de raccordement d'un utilisateur de réseau impacté pas la réalisation de ce nouveau transformateur. Le potentiel besoin émergent d'un deuxième, et même d'un troisième nouveau transformateur, a conduit à une remise en question du fil rouge de la zone pendant la préparation du projet. En poursuivant une configuration réseau optimale et afin de pouvoir accueillir plus de producteurs dans la zone, Elia investigue l'option d'une augmentation de la tension de la zone, de 70 vers 110 kV, avec potentiellement une alimentation du réseau 15 kV via ce nouveau réseau 110 kV. Pour le premier nouveau transformateur, il a été décidé d'encore installer un transformateur de gabarit 220/15 kV. Le projet sera lancé en 2025, pour une mise en service de ce premier nouveau transformateur de 50 MVA, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, en 2029.

6.80 Marche-les-Dames : Rénovation

Une fois le terrain du poste assaini, une rénovation du poste 70 kV (basse tension comprise) sera réalisée au gabarit 110 kV afin de renouveler les équipements arrivés en fin de vie.



6.81 Zone Gembloux, Sauvenière, Leuze : Accueil de production décentralisée

6.81.1 Ligne Auvelais-Gembloux : Remplacement par une nouvelle liaison gabarit 150 kV

La capacité d'accueil de la zone constituée des postes de Gembloux, Sauvenière et Leuze est saturée. Ce sont principalement les liaisons haute tension qui sont limitantes et non dimensionnées pour évacuer beaucoup de productions décentralisées.

L'optimisation de l'accueil de productions décentralisées de la zone comprend plusieurs projets dont la mise en œuvre dépendra de l'arrivée des unités de productions décentralisées.

Le projet initial consistait à renouveler cette liaison en une ligne à 2 ternes au gabarit 150 kV mais exploitée dans un premier temps en 70 kV, ternes jumelés.

Cependant face à un refus de permis, le Gestionnaire de Transport Local a dû revoir le contenu de ce projet.

Une nouvelle liaison câble souterraine de gabarit 150 kV, dans un premier temps exploité en 70 kV, a donc été posée entre les postes de Auvelais et Gembloux. Cette nouvelle liaison offre une plus grande capacité de transport.

La liaison aérienne actuelle est en cours de démontage avec un léger retard sur le planning initial vu les conditions atmosphériques.

6.81.2 Champion – Leuze : nouveau câble au gabarit 110 kV

Si une forte croissance des productions décentralisées se manifestait dans la région de Namur, un nouveau câble au gabarit 110 kV entre Champion et Leuze pourrait être posé.

A terme, il est prévu de découpler les postes de Gembloux et Leuze en mettant la ligne entre ces deux postes hors service pour ensuite la démonter.

Un renforcement de la sortie de Leuze est un prérequis à ce découplage. Ce renforcement permettra également d'évacuer la production décentralisée raccordée sur le poste de Leuze.

Une fois le découplage avec Leuze effectif, le poste Gembloux sera mis en double antenne sur le poste Auvelais avec une plus grande capacité d'accueil pour les productions décentralisées mise à disposition.



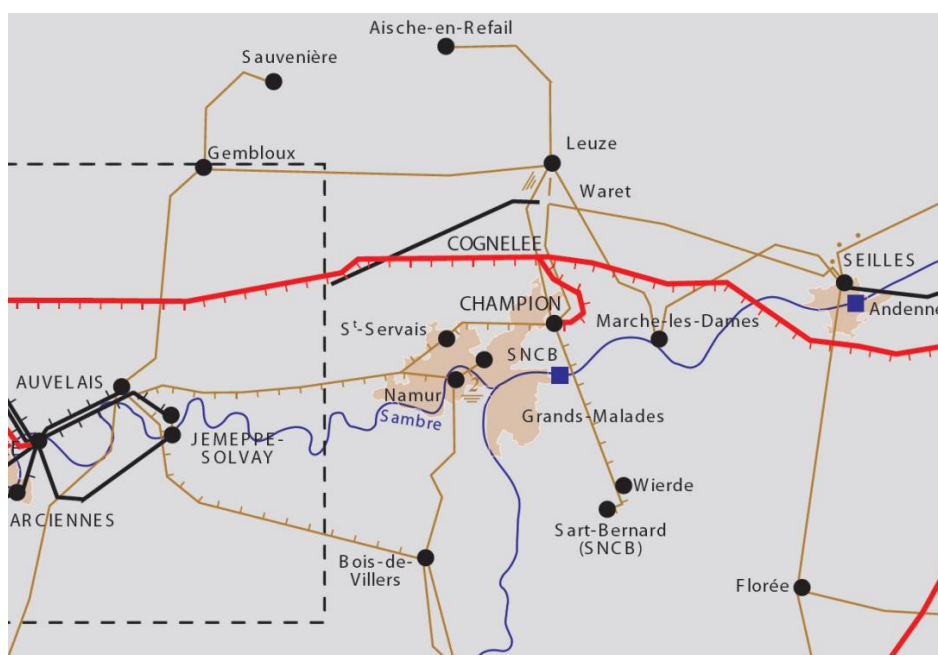


Figure 6.3 - Zone Gembloux

En préparation du projet, le fil rouge de la zone a été remis en question. Visant un développement plus efficace du réseau dans la zone, une étude réseau sera effectuée pour définir la configuration future de la zone. Sous réserve des résultats de l'étude, le projet pourrait encore être lancé en 2025, pour une mise en service du nouveau câble en 2030.

6.81.3 Sauvenière 12 kV : Fermeture du poste

Dans le cadre d'une rationalisation du réseau 70 kV et moyenne tension sur la région, une étude conjointe a été réalisée et a conclu que l'optimum technico-économique long terme pour l'ensemble des Gestionnaires de Réseau est la fermeture de la cabine de Sauvenière ainsi que de l'injection 70 kV à Sauvenière. La charge alimentée par ce poste ainsi que de la production raccordée en moyenne tension seront reportées sur le poste et la cabine de Gembloux.

La mise hors service du poste a eu lieu en 2024 en accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution tandis que son démontage effectif aura lieu par après afin de utiliser les ressources du Gestionnaire de Réseau de Transport Local sur des projets plus urgents.

6.81.4 Champion – Leuze : nouveau câble au gabarit 110 kV

Si une forte croissance des productions décentralisées se manifestait dans la région de Namur, un nouveau câble au gabarit 110 kV entre Champion et Leuze pourrait être posé.

En stade final, si le besoin s'en faisait sentir en termes d'accueil de productions décentralisées, les câbles Auvélais - Gembloux seraient exploités en 150 kV et la production de Gembloux serait alors totalement évacuée vers la zone de Gouy.



6.81.5 Auvelais – Gembloux : pose d'une seconde liaison câble 150 kV exploitée en 70 kV

Une seconde liaison câble souterraine de gabarit 150 kV exploitée en 70 kV est également prévue. Celle-ci ne sera posée que lorsque le découplage des postes de Leuze et Gembloux évoqué ci-après aura lieu ou si une très forte demande en raccordement de productions décentralisées se concrétisait sur le poste de Gembloux.

En préparation du projet, le fil rouge de la zone a été remis en question. Visant un développement plus efficace du réseau dans la zone, une étude réseau sera effectuée pour définir la configuration future de la zone. Sous réserve des résultats de l'étude, le projet pourrait encore être lancé en 2025, pour une mise en service du nouveau câble en 2030.

6.81.6 Gembloux : ajout d'un troisième transformateur 70 / 12 kV de 50 MVA et seconde cabine 12 kV

Au niveau local, si une forte croissance des productions décentralisées se concrétisait à Gembloux, l'ajout d'un troisième transformateur 70/12kV et d'une seconde cabine 12 kV est envisagé.

6.81.7 Gembloux : passage en 150 kV à très long terme

Au niveau local et amont, si une forte croissance des productions décentralisées se concrétisait à Gembloux en encore, le passage en 150 kV du poste de Gembloux depuis le poste de Auvelais est envisagé à très long terme avec un poste complet afin d'éventuellement aller alimenter et drainer les productions de la région de Liberchies, Chassart via un transformateur 150/70 kV sur la région.

6.82 Seilles : Rénovation du poste 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de rénover entièrement le poste 70 kV tant la partie haute tension que la partie basse tension au gabarit 110 kV.

6.83 Warnant : Rénovation du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de rénover entièrement le poste 70 kV tant la partie haute tension que la partie basse tension au gabarit 110 kV.

Les transformateurs 70 / 12 kV de 13,3 et 14 MVA arrivant en fin de vie seront également remplacés par des transformateurs de 50 MVA. Pour des raisons pratiques, ils seront en première instance limités à 30 MVA par les câbles à leur secondaire. La puissance de ceux-ci sera réévaluée en fonction de l'évolution du potentiel de productions renouvelables.

En accord avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné, il est également prévu de remplacer la cabine 12 kV.



6.84 Miécrot : Alimentation

6.84.1 Miécrot : Rénovation du poste 70 kV

En concertation avec le Gestionnaire du Réseau de Distribution, une étude conjointe a été initiée afin de définir l'optimum technico-économique permettant d'assurer l'approvisionnement de la charge de Miécrot.

Les armoires de protection et les travées 70 kV du poste Miécrot arrivent en fin de vie. L'option privilégiée actuellement est de connecter un seul des deux transformateurs 70/15 kV en antenne sur Florée. En fonction des résultats de l'étude conjointe, une suppression du poste haute tension et une reprise de la charge par le réseau de distribution fait également partie des options envisagées.

6.84.2 Miécrot : accueil de productions décentralisées

Si le raccordement en 15 kV d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, des ventilateurs seront installés sur un transformateur et le second transformateur sera remplacé par un transformateur de 50 MVA. Un câble au gabarit 110 kV pourrait également être posé entre Florée et Miécrot pour augmenter d'avantage la capacité d'accueil. Des travées 70 kV seraient alors installées à chaque extrémité.

6.85 Florée : Rénovations

6.85.1 Florée : Renouvellement de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension et certains équipements haute tension du poste Florée 70 kV.

6.85.2 Florée : Remplacement des transformateurs

Si le raccordement en 12 kV d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, les deux transformateurs 70 / 12 kV de 20 MVA alimentant la cabine 12 kV du site Florée seraient remplacés par des transformateurs de 50 MVA.

Les analyses annuelles de gestion du portefeuille effectuées ont montré que l'impact d'un décalage du projet était moindre que pour d'autres projets plus impactants, en tenant compte des moyens de gestion de congestion via une flexibilité rémunérée. Pour cette raison, le projet a été décalé dans le temps avec un lancement du projet début 2025. La mise en service des deux nouveaux transformateurs 70/15 kV de 50 MVA, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains parcs de production, est prévue pour 2030.

6.86 Dorinne : Remplacement de deux transformateurs

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de remplacer les deux transformateurs 70 / 12 kV de 13,3 MVA qui arrivent en fin de vie, par deux nouveaux transformateurs 70 / 12 kV de 50 MVA. Cela permettra également d'accueillir de la production décentralisée supplémentaire. La partie basse tension du poste 70 kV sera également remplacée.



6.87 Bois-De-Villers : Remplacement d'un disjoncteur et de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la partie basse tension et un disjoncteur du poste 70 kV.

6.88 Hastière – Ponderôme : Remplacement de la ligne 70 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le renouvellement de la liaison 70 kV entre les postes Hastière et Ponderôme, qui arrive en fin de vie, est planifié. La nouvelle liaison sera construite au gabarit 110 kV.

6.89 Gerpennes : Fermeture du poste 70 kV

Dans le cadre d'une rationalisation du réseau 70 kV, l'avenir du poste Gerpennes a fait l'objet d'une étude conjointe avec le Gestionnaire de Réseau de Distribution.

La solution retenue correspondant à l'optimum technico-économique est la fermeture de l'injection 70 / 10 kV sur ce poste au profit d'une cabine 10 kV déportée et alimentée à partir du poste Hanzinelle par 2 câbles 10 kV et deux transformateur 10 / 10 kV de réglage de tension. Ces câbles feront partie des équipements opérés par Elia, qui prendra en charge les investissements de cette évolution du réseau.

6.90 Haute-Sarte : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste Haute-Sarte 70 kV.

6.91 Saint-Servais : Rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste Saint-Servais 70 kV.

6.92 Ciney : Remplacement de la moyenne tension et rénovation de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de remplacer la basse tension du poste 70 kV ainsi que la cabine moyenne tension. Le projet a pris un retard de 4 mois dû à des problèmes dans l'obtention des permis, où le dossier a dû être modifié suite à un besoin d'adapter légèrement l'implantation d'un bâtiment. Le chantier à Ciney a démarré en novembre 2024 et est actuellement en cours. La mise en service de la nouvelle cabine en moyenne tension est prévue pour 2026.



6.93 Région entre Sambre et Meuse

Le sud de la province du Hainaut est caractérisé par une forte dispersion des charges relativement faibles. Dans le passé, la région a dès lors été équipée de lignes aériennes 70 kV de faible section sur de longues distances, reliant entre eux des postes à structure simplifiée.

Tous les postes 70 kV et lignes sont soutenus par des transformateurs 150 / 70 kV dans les postes Neuville et Thy-le-Château et des liaisons avec les autres régions en 70 kV.

Plusieurs lignes aériennes arriveront en fin de vie à moyen terme. Une partie du matériel haute tension des postes doit également être renouvelé ainsi que tous les équipements basse tension.

Par ailleurs, 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.

Il est à noter que cette région présente un très gros potentiel en matière de production éolienne.

Afin de répondre à ces besoins de remplacement et permettre le raccordement du potentiel en matière d'énergie renouvelable, Elia a réalisé une étude à long terme en 2017-2018.

La restructuration résultant de cette étude est caractérisée par :

- Un passage progressif en 150 kV au lieu du 70 kV ;
- Le démantèlement de plusieurs lignes 70 kV qui seront remplacées par de nouvelles liaisons souterraines 150 kV ;
- Un accroissement considérable de la capacité de transformation 150 / 70 kV ;
- La scission de cette région avec les autres poches 70 kV voisines.

L'évolution se déroulera au cours de la période s'étalant de 2028 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 et de la nécessité d'aller reprendre une telle production dans la partie la plus au sud de la région. Dans le 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 actuellement planifiée à partir de 2028 consistera en :

- La pose d'une nouvelle liaison câblée 150 kV depuis le poste de Montignies jusqu'au poste de Neuville via le poste d'Hanzinelle ;
- Ajout d'une travée 150 kV au poste de Montignies pour le câble supra
- La construction d'un poste 150 kV à Hanzinelle avec l'installation d'un transformateur 150 / 70 kV de 145 MVA en repiquage sur ce nouveau câble Montignies - Neuville;
- La construction d'un poste 150 kV complet à Neuville dans lequel sera notamment repris le transformateur 150 / 70 kV, ainsi que les équipements et liaisons 150 kV existants ou décrits ci-après ;
- Le remplacement du transformateur 150 / 70 kV par un nouveau de 145 MVA à Neuville ;
- Le remplacement d'un transformateur 70 / 11 kV à Neuville par un transformateur 150 / 11 kV de 50 MVA afin de drainer principalement la production d'énergie renouvelable directement vers le réseau 150 kV ;



- Le remplacement du second transformateur 70 / 11 kV à Neuville par un transformateur 150 / 11 kV de 50 MVA est également envisagé mais est encore à l'étude pour augmenter encore la capacité d'accueil des énergies renouvelables ;
- Remplacement du transformateur 150 / 70 kV 90 MVA par un transformateur de 145 MVA à Thy-le-Château ;
- Une nouvelle liaison 150 kV entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle, qui sera exploitée dans un premier temps en 70 kV ;
- Les lignes 70 kV entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle, entre les postes de Hanzinelle et Neuville et entre les postes de Hanzinelle, Gerpinnes et Auvélais pourront être démontées à terme ;

Entretemps, quelques remplacements ponctuels de poteaux béton sur les lignes entre les postes de Thy-le-Château et Hanzinelle et entre les postes de Hanzinelle, Gerpinnes et Auvélais seront indispensables afin de garantir la sécurité de ces infrastructures. Ces travaux devront faire l'objet d'une procédure d'autorisation de la CWaPE.

Une deuxième phase, sous forme de piste et en dehors de l'horizon de ce plan, consisterait 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 serait exploité dans un premier temps en 70 kV, entre les postes de Neuville et de Couvin ;
- L'installation d'un transformateur 150 / 12 kV à Couvin en remplacement d'un transformateur 70 / 12 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 Hanzinelle et Neuville, qui serait exploitée dans un premier temps en 70 kV est également à l'étude mais reste à confirmer ;
- Durant cette phase, seraient également prévues le démantèlement des lignes aériennes 70 kV dans la partie sud du réseau d'Elia vers et entre Solré-Saint-Géry et Couvin et rénovation de matériel basse tension dans plusieurs postes.

Une troisième et dernière phase consisterait 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 les postes qui sont actuellement alimentés depuis la France. Le poste de Couvin serait 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, serait construit à Chimay.

6.94 Ligne 70 kV Auvélais – Jemeppe-sur-Sambre : Remplacement terne 70 kV par câble 70 kV et terne 150 kV par câble 150 kV sur une partie de la liaison

Afin de soulager les pylônes de la ligne mixte 70 kV et 150 kV Auvélais – Jemeppe-sur-Sambre qui arrivent progressivement en fin de vie, il a été décidé de remplacer le terne 70 kV de la ligne 70 kV



Auvelais – Jemeppe-sur-Sambre par un câble 70 kV entre ces deux postes. Dans la foulée, le terna 150 kV sera également remplacé par un câble 150 kV sur une partie de cette liaison entre Auvelais et Jemeppe-sur Sambre.

Les délais de livraison des câbles ont été notablement allongés par les fournisseurs et donc le planning du projet en est impacté.

6.95 Solre-Saint-Géry : Rénovation basse tension

Le projet à Solre-Saint-Géry prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

6.96 Achêne : Remplacement d'équipements haute tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler certains équipements haute tension dans le poste 70 kV Achêne.

Une étude réalisée sur la zone de Namur en 2018 a démontré le besoin d'installer un deuxième transformateur 380 / 70 kV à Achêne. Ce nouveau transformateur permettra de faire face aux nouvelles contraintes attendues sur le réseau après la sortie du nucléaire belge.

6.97 Aishe-en-Refail – Leuze : Démolition de la ligne

Cette ligne assurait anciennement l'alimentation en 70 kV d'Aishe-en-Refail depuis Leuze et a déjà été mise hors service. Une révision des priorités des projets a amené le gestionnaire du réseau de transport à décaler ce projet.

6.98 Marchin, Wanze et Yvoir : Remplacement de la basse tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler les installations basse tension dans les postes Marchin, Wanze et Yvoir.

6.99 Thy-le-Château : Rénovation basse tension

Le projet à Thy-le-Château prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

6.100 Hatrival : Rénovation basse tension du poste 70 kV et de la cabine moyenne tension

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, il est prévu de renouveler entièrement la basse tension du poste Hatrival 70 kV ainsi que la cabine moyenne tension.



6.101 Bascoup, Ville-sur-Haine et Monceau : Démontage poste 70 kV et ligne

Le poste 70 kV Bascoup a été mis hors service et son démontage a été réalisé.

La ligne 70 kV entre Ville-sur-Haine, Bascoup, Fontaine-l'Evêque et Monceau sera quant à elle supprimée. Son démontage a été retardé afin de faciliter les travaux au poste de Ville-sur-Haine 70 kV en gardant provisoirement cette liaison jusqu'au démontage du poste 70 kV.

6.102 Gosselies : Rénovation basse tension

Le projet à Gosselies prévoit le remplacement du matériel basse tension afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement.

6.103 Hanzinelle : Renforcement de la transformation vers le 12 kV

Au regard de l'évolution des charges annoncées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution et le transfert de la charge du poste Gerpennes vers le poste Hanzinelle, les transformateurs 70 / 12 kV actuels de 20 MVA seront remplacés par des transformateurs 70 / 12 kV de 50 MVA.

Les délais de livraison de transformateurs ont été fortement revu à la hausse chez tous les fournisseurs et donc la fin de ce projet en est impacté. Ceci pourrait avoir un impact sur le projet à Gerpennes de fermeture du poste 70 kV et du transfert de sa charge vers le poste de Hanzinelle. Ceci sera suivi et ce transfert pourrait être retardé si nécessaire.

6.104 Lobbes - Monceau : Déplacement de la liaison à la demande d'un tiers

A la demande d'un tiers, afin de lui permettre d'étendre et de poursuivre son exploitation industrielle, une portion de +/- 2 km de la ligne aérienne 70 kV entre les postes Lobbes et Monceau devra être déplacée de quelques centaines de mètres (cette liaison est la liaison 70 kV Lobbes+Binche – Gouy passant par le poste Monceau). La portion impactée est proche du poste Monceau.

6.105 Rénovation des lignes 70 kV entre Bois-de-Villers et Ciney

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement et d'accueillir de la production décentralisée supplémentaire, il est prévu de renouveler les lignes 70 kV entre les postes Bois-de-Villers et Ciney. Les lignes 70 kV reliant Ciney à Dorinne et Dorinne à Yvoir seront remplacées par des lignes au gabarit 110 kV. Un nouveau câble au gabarit 110 kV sera posé entre Yvoir et Warnant. Cela permettra de démolir la ligne 70 kV qui relie les postes Bois-de-Villers et Yvoir. Les analyses annuelles de gestion du portefeuille effectuées ont montrés que l'impact d'un décalage du projet était moindre que pour d'autres projets plus impactants, en tenant compte des moyens de gestion de congestion via une flexibilité rémunérée. Pour cette raison, le projet a été décalé dans le temps.



La mise en service des nouvelles lignes et du câble, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour fin 2031.

6.106 Houffalize : accueil de production décentralisée

Afin de permettre de raccordement d'unités de production décentralisée chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, un renforcement de la transformation vers la moyenne tension est nécessaire. Des transformateurs de 50 MVA seront installés à cet effet.

Durant préparation du projet, le fil rouge de la zone a été remis en question. Afin de pouvoir accueillir plus de producteurs dans la zone, Elia investit l'option d'une augmentation de la tension de la zone, de 70 vers 110 kV, et une alimentation future du poste depuis le réseau 380 kV, via un nouveau transformateur 380/110 kV. Ceci aurait également un impact sur le projet à Houffalize, où la sous-station 70 kV existante devrait être remplacée par une sous-station 110 kV, ce qui impacterait également le gabarit des nouveaux transformateurs à installer. Aujourd'hui, sous réserve des résultats de l'étude réseau, la mise en service des deux nouveaux transformateurs de 50 MVA permettant de lever/réduire la flexibilité chez certains producteurs, est prévue pour 2031.

6.107 Villeroux – Herbaimont : remplacement de la ligne 70kV

Afin de renforcer la capacité d'accueil pour des unités de production décentralisé dans la région de Herbaimont, le remplacement de la ligne 70kV Villeroux – Herbaimont par une ligne doubles ternes 110kV est envisagé.

6.108 Mouscron : Renforcement de la transformation vers le 10kV

Au regard de l'évolution des charges annoncées par le Gestionnaire de Réseau de Distribution, un renforcement de la transformation vers la moyenne tension est nécessaire. La piste la plus optimale semble l'ajout d'un transformateur 150/10kV 40MVA à Mouscron et l'extension de la cabine 10kV n°4.

6.109 Restructuration réseau 30 kV entre Zoning de Ghlin et Tertre

Vu les fins de vie de matériel 30 kV dans nos postes et vu la très importante augmentation de des charges sur la région entre les postes de Zoning de Ghlin et Tertre déjà annoncées par le gestionnaire de réseau de transport, par les industriels raccordés en 30 kV, par de nouveaux acteurs industriels et les projections de l'électrification des industries, le Gestionnaire de Réseau de Transport Local a réalisé une étude long terme fin 2023.

Il en est ressorti les évolutions de réseau suivantes :

- Placement de deux nouveaux transformateurs 150 / 10 kV de 40 MVA au poste de Zoning de Ghlin afin d'augmenter notablement la capacité en moyenne tension ;
- Fermeture du poste 30 kV de Zoning de Ghlin ;



- Le transformateur 150 / 30 kV de Zoning de Ghlin sera déplacé au poste de Air-Liquide afin d'assurer le N-1 de la cabine 30 kV de Air-Liquide ;

En vue de créer une seconde liaison 150 kV jusqu'aux postes de Air-Liquide et de Zoning de Ghlin :

- Upgrade en 150 kV d'une liaison aérienne 30 kV montée sur des pylônes déjà au gabarit 150 kV entre les postes de Air-Liquide et de Zoning de Ghlin
- Upgrade en 150 kV d'une liaison aérienne 30 kV montée sur des pylônes déjà au gabarit 150 kV entre le poste de Air-Liquide et un pylône à Quaregnon, la liaison upgradée ci-dessus sera raccordée à cette liaison ci et cette liaison ci sera prolongée par segment de câble 150 kV jusqu'au poste de de Baudour
- Equipement d'un travée 150 kV au poste de Baudour pour cette liaison

Cette restructuration impacte des clients industriels raccordés actuellement en 30 kV :

- Infrabel Mons a demandé son raccordement chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, cette solution étant la plus favorable économiquement pour eux car indépendamment de la restructuration, Infrabel aurait dû supporter les frais importants de renouvellement des liaisons 30 kV les alimentant
- Les autres clients industriels resteront alimentés en 30 kV depuis le poste réseau de Elia Air-Liquide en adaptant les liaisons lignes et câbles les alimentant par jonction et en mettant en série des liaisons aériennes
- Les coûts liés à cette restructuration des alimentations des clients industriels resteront à charge du Gestionnaire de Réseau de Transport Local.

A plus long terme, au-delà de 2029, la partie de la poche 30 kV entre les postes de Air-Liquide et Tertre sera également restructurée pour répondre à l'augmentation de la charge sur cette région avec l'arrivée de nouveaux utilisateurs de réseau et l'électrification d'acteurs existants :

- Création d'un nouveau poste sur un terrain à acquérir à Tertre ou proche de Tertre avec :
 - o Deux transformateurs 150 / 15 kV de 50 MVA et deux travées 150 kV
 - o Une nouvelle cabine 15 kV
- Pose de deux câbles 150 kV aboutissant à ce nouveau poste raccordé en dérivation sur des lignes aériennes 150 kV de la région
- Fermeture de la cabine 30 kV au poste de Tertre, une solution est à l'étude et sera proposée au client industriel raccordé sur cette cabine
- Fermeture complète du poste existant de Villerot

6.110 Les Isnes : ajout d'un second transformateur 70 / 12 kV

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement et d'accueillir de la production décentralisée supplémentaire, il est prévu d'installer un second transformateur 70 / 12 kV aux Isnes. La solution privilégiée actuellement pour alimenter ce dernier consiste à dé-jumeler des ternes de la ligne Waret – Les Isnes et à poser un second câble gabarit 110 kV entre la ligne et le poste. Une ligne actuellement hors service reliant Waret à Leuze serait réhabilitée et une travée serait ajoutée au poste de Leuze.



6.111 Fosses-la-Ville : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en 11 kV d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, les deux transformateurs 70 / 11 kV de 20 MVA alimentant la cabine 11 kV du site Fosses-la-Ville seraient remplacés par des transformateurs de 50 MVA. Le projet est en cours de préparation et sera encore lancé en 2025. La mise en service des deux nouveaux transformateurs 70/11 kV de 50 MVA et de la nouvelle cabine en moyenne tension, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2030.

Les protections ont été adaptées pour fiabiliser le réseau face à l'augmentation de l'injection d'électricité d'origine renouvelable.

6.112 Rénovation de la ligne 70 kV entre Bois-de-Villers et Namur

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement et d'accueillir de la production décentralisée supplémentaire, il est prévu de renouveler la ligne 70 kV entre les postes Bois-de-Villers et Namur. La ligne 70 kV sera remplacée par une ligne au gabarit 110 kV. Le projet est en cours de préparation, et sera encore lancé en 2025. Vu la longueur significative de la ligne à remplacer, la mise en service de la nouvelle ligne, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2032.

6.113 Rénovation de la ligne 70 kV entre Fays-les-Veneurs et Orgeo

Afin d'assurer la fiabilité d'approvisionnement et d'accueillir de la production décentralisée supplémentaire, il est prévu de renouveler la ligne 70 kV entre les postes Fays-les-Veneurs et Orgeo. La ligne 70 kV sera remplacée par une ligne au gabarit 110 kV.

6.114 Renforcement de l'axe Ciney – Achêne

Si le raccordement d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait dans la zone au nord et à l'ouest de Ciney, un poste au gabarit 110 kV (exploité en 70 kV) serait construit à Ciney. Un nouveau câble au gabarit 110 kV entre Achêne et Ciney serait posé et une nouvelle travée 70 kV construite à Achêne.

6.115 Saint-Servais : renforcement de la transformation

Si le raccordement en 12 kV d'une certaine puissance de charge se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, les deux transformateurs 70 / 12 kV de 20 MVA alimentant la cabine 12 kV du site Saint-Servais seraient remplacés par des transformateurs de 50 MVA.



6.116 Ville-sur-Haine : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, ajout d'un 3^{ième} transformateur 150 / 10 kV de 40 MVA et création d'une seconde cabine 10kV.

6.117 Harmignies : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, ajout d'un 3^{ème} transformateur 150 / 10 kV de 40 MVA et création d'une seconde cabine 10kV et ajout d'une cellule de couplage dans la cabine 10 kV existante.

6.118 Hoves : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, remplacement des transformateurs existant 70 / 15 kV de 12 MVA par deux transformateurs 70 / 15 kV de 50 MVA.

6.119 Romedenne : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, remplacement du transformateur existant par un transformateur 70 /12 kV de 50 MVA, ajout d'un transformateur 150 / 12 kV de 50 MVA et d'une travée 150 kV pour celui-ci. Un nouveau câble 150 kV sera depuis le poste de Neuville (voir par ailleurs projet à Neuville) jusqu'au poste de Romedenne et une travée 150 kV sera ajoutée au poste de Neuville.

6.120 Chassart : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, remplacement des deux transformateurs 70 / 12 kV de 20 MVA existants par deux transformateurs 70 / 12 kV de 50 MVA.

En préparation du projet, le fil rouge de la zone a été remis en question. Afin de pouvoir accueillir plus de producteurs dans la zone, une étude réseau sera effectuée pour définir la configuration future de la zone. Une des options investiguées est une augmentation de la tension de toute la zone, de 70 vers 150 kV. Ceci aurait également un impact sur le projet à Chassart, où la sous-station 70 kV existante devrait être remplacée par une sous-station 150 kV, ce qui impacterait également le gabarit des nouveaux transformateurs à installer. Sous réserve des résultats de l'étude réseau et d'un lancement du projet en 2026, en tenant compte d'un délai de réalisation après lancement d'environ 5,5 ans, la mise en service des deux nouveaux transformateurs de 50 MVA, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2031.



6.121 Chassart : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait encore plus fort chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, ajout de deux nouveaux transformateurs 70 / 12 kV de 50 MVA avec deux nouvelles travées 70 kV et création d'une 2ème cabine 12 kV.

Ce projet pourrait aussi être impacté par la remise en question du fil rouge de la zone, comme décrit ci-dessus en section 6.120. En effet, une potentielle augmentation de la tension de toute la zone, de 70 vers 150 kV, impacterait également le gabarit des nouveaux transformateurs à installer.

6.122 Ligne Chassart - Liberchies : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, la ligne 70 kV entre les postes de Chassart et Liberchies sera remplacée et démontée par un câble gabarit 150 kV exploité en 70 kV

6.123 Chassart - Sombreffe : intégration d'énergie renouvelable

Si le raccordement en moyenne tension d'une certaine puissance de productions décentralisées se concrétisait chez le Gestionnaire de Réseau de Distribution, la ligne 70 kV entre les postes de Chassart et Sombreffe sera remplacée et démontée par un câble gabarit 150 kV exploité en 70 kV.

Les analyses annuelles de gestion du portefeuille effectuées ont montrés que l'impact d'un décalage du projet était moindre que pour d'autres projets plus impactants, en tenant compte des moyens de gestion de congestion via une flexibilité rémunérée. Pour cette raison, le projet a été mis en attente pendant un an. Le projet est actuellement en cours de préparation. La mise en service du nouveau câble entre les postes de Chassart et Sombreffe, permettant de lever/réduire la flexibilité pour certains producteurs, est prévue pour 2030.

6.124 Feluy : Rénovation haute et basse tension du poste de Elia

Historiquement ce poste alimentait le Gestionnaire de Réseau de Distribution en secours ultime, ce dernier a, depuis plusieurs années, renoncé à cette alimentation se recentrant sur le poste de Marche-les-Ecaussinnes. Deux utilisateurs de réseaux industriels y étaient également alimentés. L'un a cessé ses activités, l'autre a décidé de restructurer ses alimentations en vue d'implémenter une batterie de stockage électrique et passera donc en raccordement 150 kV et 70 kV gérant dès lors sa propre cabine moyenne tension. Elia par ailleurs rénovera ses installations 150 kV, 70 kV et basse tension.



6.125 Projets pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau

6.125.1 Sécurité : protection des sous-stations et des sites

Le projet concerne des investissements pour l'horizon 2025-2035 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.

6.125.2 Black-out mitigation

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)²⁴. 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 le Ministre de l'Energie.

6.125.3 Les besoins de développement du réseau Datacom

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

²⁴ 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)



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.

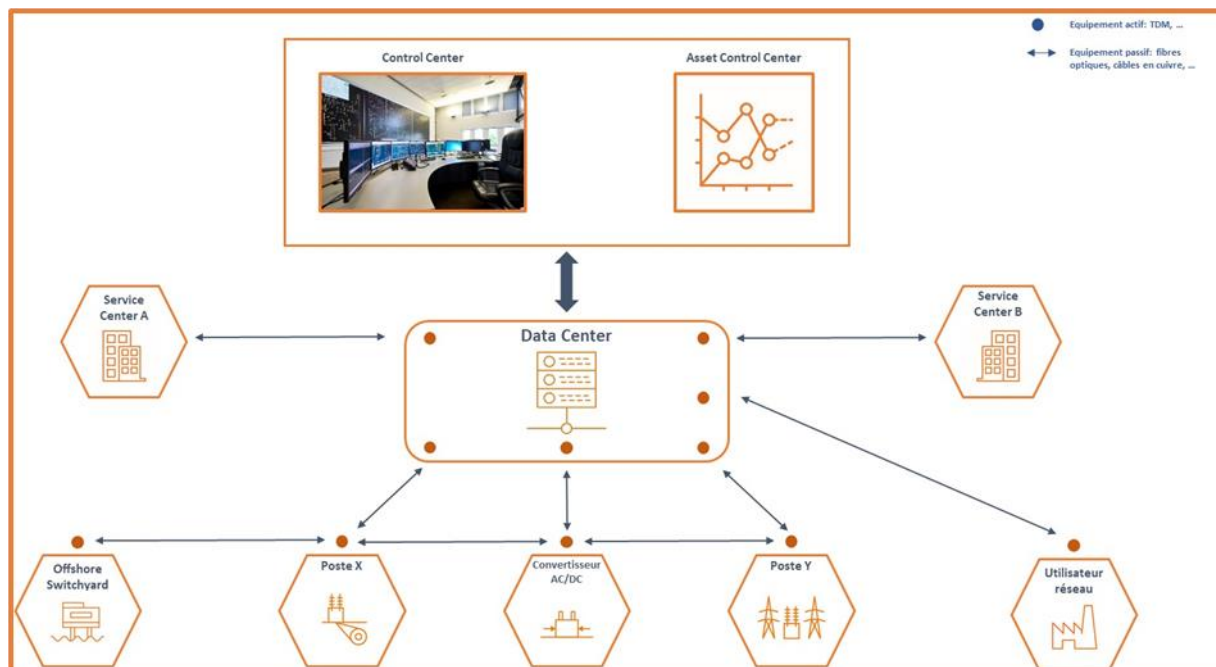


Figure 6.4: Le Wide Area Network (WAN) d'Elia

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 (ou « 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 envoyés d'EMS vers les équipements sur le terrain.

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 distance²⁵ 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 différentes 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.

Plus informations sur le réseau Datacom sont disponibles dans le Plan de Développement fédéral 2024-2034 [ELI-20].

²⁵ 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.



7. Sources

Source	Reference ID	Link
Belgium - Klimaat	[BEL-1]	https://klimaat.be/2050-nl
Climate Action Tracker	[CAT-1]	https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
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-20]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/investment-plans/federal-developement-plan/2023/20230508_plan_de_developpement_federal_du_reseau_de_transport_2024-2034.pdf
ELIA	[ELI-21]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies/adequacy-studies/20230707_assumptionsworkbook_adeqflex23.xlsx
European Commission	[EUC-1]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
European Commission	[EUC-2]	https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl
European Commission	[EUC-23]	https://ec.europa.eu/home-affairs/pages/page/critical-infrastructure_en
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
IPCC	[IPC-1]	https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/

