Elia Group

Federaal Ontwikkelingsplan

van het transmissienet

2024-2034

FEBRUARI 2023

INHOUDSTAFEL

1. CONTEXT 40

1.1. Wettelijk kader 42
1.1.1. Elia 42
1.1.2. Rol van de beheerder van het transmissienet voor elektriciteit in België in het kader van de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt 42
1.1.3. Opmaak van een ontwikkelingsplan voor het elektriciteitstransmissienet 45
1.1.3.1. Wettelijke context met betrekking tot het ontwikkelingsplan 45
1.1.3.2. Verband met de gewestelijke plannen 45
1.1.3.3. Uitwerkingsprocedure 46

1.2. De Energietransitie – Klimaatneutraliteit tegen 2050 48
1.2.1. Klimaatverandering is een wereldwijde uitdaging 50
1.2.2. Europa's kantelmoment – een koolstofneutraal energiesysteem tegen 2050 52
1.2.2.1. De Green Deal – De blauwdruk van klimaatneutraliteit 53
1.2.2.2. De Europese klimaatwet: Bindende doelstelling om klimaatneutraliteit tegen 2050 te bereiken. 54
1.2.2.3. Het "Fit for 55" pakket en "REPowerEU" Plan 55
1.2.3. De Energietransitie in België 60
1.2.3.1. Beleid in België 60
1.2.3.2. Roadmap to net zero 62

1.3. Drijfveren van de Netontwikkeling 64
1.3.1. Europese Ontwikkeling en Bevoorradingszekerheid 64
1.3.2. Duurzaamheid 66
1.3.3. Klanten en distributienetbeheerders 67
1.3.4. Betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening 67
1.3.5. Functionele en technologische conformiteit 69

1.4. Ontwikkelings- methodologie van het net 70
1.4.1. Scenario's als mogelijke toekomsten van het energiesysteem 71
1.4.2. Behoeftendetectie 71
1.4.2.1. Marktstudies 72
1.4.2.2. Netstudies van de vermogensstromen 73
1.4.2.3. Studies van systeemstabiliteit 74
1.4.2.4. Modellen voor de conditie en de prestatie van de uitrustingen 75
1.4.3. Uitwerken van de oplossing 77
1.4.3.1. Maximaal benutten van bestaande Infrastructuur 77
1.4.3.2. Ontwikkelen van nieuwe producten en diensten 77
1.4.3.3. Ontwikkelen van een versterking of uitbreiding van het transmissienet 78
1.4.4. Dynamisch portefeuillebeheer 80
1.4.5. Methode voor de kosten-baten analyse voor projecten in het horizontaal systeem 81
1.4.5.1. Socio-economische welvaart (B1) 84
1.4.5.2. Additionele baten voor de samenleving ten gevolge van de variatie aan CO_2-emissies (B2) 85
1.4.5.3. Integratie van hernieuwbare energie (B3) 86
1.4.5.4. Variatie van de netverliezen (B5) 86
1.4.5.5. Impact op de bevoorradingszekerheid (B6) 87

1.5. Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia 88
1.5.1. Tegengaan van klimaatverandering 88
1.5.2. Maatschappelijk draagvlak voor infrastructuur 92
1.5.2.1. Participatie en communicatie 92
1.5.2.2. Optimalisatie bestaande infrastructuur 93
1.5.2.3. Visuele integratie 93
1.5.2.4. Beleid elektromagnetische velden 94
1.5.3. Milieuzorg 96
1.5.3.1. Beleid inzake het inperken van geluidshinder 96
1.5.3.2. Beleid inzake de bescherming van het grondwater en de bodem 96
1.5.3.3. Beleid waterbeheer posten 96
1.5.3.4. Beleid natuurbehoud 97

2. OUTLOOK 98

2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet 100
2.1.1. Framework voor het creëren van scenario's 100
2.1.1.1. Onderzochte tijdshorizonten en link met andere studies uitgevoerd door Elia. 101
2.1.1.2. Betrekken van stakeholders via de "Task Force Scenario's" 101
2.1.1.3. Tijdslijn voor het opstellen van de scenario's 102
2.1.1.4. Disclaimer 102
2.1.2. TYNDP-scenario's en benodigde updates 103
2.1.2.1. Overzicht van de TYDNP 2022 scenario's 103
2.1.2.2. Verbeteringen met betrekking tot de kwantificatie van input data 104
2.1.2.3. Verbeteringen in modellering van de elektriciteitsmarkt 104
2.1.3. Verhaallijnen 105
2.1.4. Van verhaallijnen naar scenario's 108
2.1.5. Het simuleren van het energiesysteem 110
2.1.5.1. Algemeen proces 110
2.1.5.2. Simulatieperimeter 111
2.1.5.3. Economisch Dispatch Model 111
2.1.6. Scenario kwantificatie 112
2.1.6.1. Assumpties voor België 112
2.1.6.2. Assumpties voor Europa 121
2.1.6.3. Gedetailleerde assumpties voor specifieke landen binnen Europa 129
2.1.6.4. Globale parameters & assumpties 133
2.1.7. Market dispatch resultaten 137
2.1.7.1. Energiemixen 137
2.1.7.2. Evolutie van de prijsverschillen op de groothandelsmarkt voor elektriciteit 138
2.1.8. Primaire energie vraag & import-afhankelijkheid voor EU-27 140
2.1.8.1. Primaire energievoorziening 140
2.1.8.2. Import 141
2.1.9. Emissies van broeikasgassen 142
2.1.9.1. Broeikasgasemissies van de elektriciteitssector 142
2.1.9.2. Non-CO_2 en negatieve emissies 144
2.1.9.3. Totale BKG-emissies 144

2.2 Een geïntegreerd energiesysteem 146
2.2.1. Een geïntegreerd energiesysteem voor een klimaatneutraal Europa 146
2.2.2. Energie-efficiëntie in het centrum van het nieuwe energiesysteem 147
2.2.3. Een grotere rechtstreekse elektrificatie van eindgebruikerssectoren 150
2.2.4. Het gebruik van hernieuwbare en koolstofarme brandstoffen 151
2.2.5. Multi directioneel systeem 153

2.3 Technologie in de Energietransitie 156
2.3.1. HVDC of High Voltage Direct Current 156
2.3.2. Synchrone Compensator 165
2.3.3. Alternatieven voor SF_6-gas 166
2.3.4. Innovatieve projecten voor een meer optimaal en veiliger gebruik van het net 168
2.3.4.1. Geavanceerde analyse en AI voor de dispatching 168
2.3.4.2. Omvormers van het type 'grid forming' 169

3. IDENTIFICATIE VAN DE SYSTEEMBEHOEFTEN 170

3.1. Introductie 172

3.2. Behoeften tot ontwikkeling van de grensoverschrijdende en offshore verbindingen 174

3.2.1. Zes sleutelinzichten voor de ontwikkeling van het net 175
3.2.2. Wat houdt de huidige IoSN-studie van ENTSO-E in? 176
3.2.3. Wat is het voorwerp van de aanvullende studie van Elia? 179
3.2.3.1. Marktscenario 180
3.2.3.2. Ambities op het vlak van offshore HEB in Europa 181
3.2.3.3. Referentienetwerk en algemene veronderstellingen 181
3.2.3.4. Doelfunctie 183
3.2.3.5. Beperkingen 183
3.2.4. Belangrijkste resultaten voor Europa richting 2035 184
3.2.4.1. Algemene resultaten 184
3.2.4.2. Vergelijking met ENTSO-E IoSN 2020 resultaten 185
3.2.4.3. Directe interconnecties 186
3.2.4.4. Voordelen van offshore HEB-integratie en offshore netwerken 186
3.2.4.5. Versterking van het onshore net blijft essentieel 187
3.2.4.6. Prijsconvergentie 188
3.2.5. Belangrijkste resultaten voor België richting 2035 189
3.2.5.1. Potentieel van offshore HEB 189
3.2.5.2. Directe interconnecties 190
3.2.5.3. Prijsconvergentie 190

3.3. Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV 191

3.3.1. Het interne 380 kV net en de nood tot ontwikkeling hiervan 192
3.3.2. Studie ter identificatie van de systeembehoeften van het interne net 380 kV 193
3.3.3. Systeembehoeften van het interne net 380 kV in 2030 195
3.3.3.1. Context en randvoorwaarden 195
3.3.3.2. Resultaten 196
3.3.4. Systeembehoeften van het interne net 380 kV in 2035 198
3.3.4.1. Context en randvoorwaarden 198
3.3.4.2. Resultaten 199
3.3.5. Impact van een nucleaire verlenging op de systeembehoeften van het interne net 380 kV 201
3.3.5.1. Context en randvoorwaarden 201
3.3.5.2. Resultaten 201
3.3.6. Conclusies 204

3.4. Middelen voor spanningsbeheer 206

3.4.1. Wat is de MVAr-balans en waarom is dit zo belangrijk? 206
3.4.2. Spanningscontrole word een steeds grotere uitdaging 208
3.4.3. De concrete toekomstige noden aan spanningsregelende middelen 210

3.5. Stabiliteitsnoden ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden aan hernieuwbare bronnen 211

3.5.1. Inertie 212
3.5.2. Starre spanningsgolfvorm 215
3.5.3. Voldoend hoge kortsluitstroom 219

3.6. Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België 220

3.6.1. Scenario's en sensitiviteiten 221
3.6.1.1. Geografische spreiding van het verbruik 223
3.6.2. Inzichten van de verkennende studie 227

3.7. Elektrische voertuigen, warmtepompen en integratie van gedecentraliseerde hernieuwbare energie 228

3.7.1. Effect op het transformatievermogen naar middenspanning 229
3.7.2. Hypothesen 230
3.7.3. Resultaten 232
3.7.4. Conclusies 233

3.8. Vervangingsnoden 234

3.8.1. Beveiligingsuitrustingen 234
3.8.2. Hoogspanningsmateriaal 235
3.8.3. Uitrustingen voor hoogspanningslijnen en ondergrondse kabels 235
3.8.4. Door Elia ontwikkelde optimalisatiemethodes voor het vervangingsbeheer 236

4. EVOLUTIE VAN HET BELGISCHE HORIZONTAAL SYSTEEM 238

4.1. Gebruikte hypothesen in de kosten-baten analyse 242

4.2. Uitbouw en integratie van het offshore netwerk 244

4.2.1. Prinses Elisabeth Eiland – Uitbreiding van het MOG 246
4.2.2. Nautilus 251
4.2.3. TritonLink 254
4.2.4. Offshore EnergY Hub 258
4.2.5. Verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee 262

4.3. Verdere ontwikkeling van de onshore interconnecties 263

4.3.1. Versterking Lonny (FR) – Achêne – Gramme (LAG) 263
4.3.2. Versterking Van Eyck – Maasbracht (NL) 267
4.3.3. Tweede interconnector België – Duitsland 270

4.4. Creatie van onthaalcapaciteit 275

4.4.1. Nieuw onderstation Baekeland 275
4.4.2. Verdere aansluitingspunten op 380 kV 277
4.4.3. Aansluiten nieuwe eenheden voor productie en opslag 279
4.4.4. Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem 281

4.5. Ontwikkeling van het interne 380 kV net 283

4.5.1. Optimaliseren van het bestaand potentieel 285
4.5.1.1. Versterking interne backbone Centrum-Oost 285
4.5.1.2. Versterking interne backbone regio Antwerpen 289
4.5.1.3. Versterking interne backbone Zuid-Oost 292
4.5.1.4. Plaatsing van Dynamic Line Rating 295
4.5.2. Realisatie van de ontbrekende schakels 296
4.5.2.1. Ventilus 296
4.5.2.2. Boucle du Hainaut 298
4.5.2.3. Versterken van de as Gezelle – Van Maerlant 300
4.5.3. Verzekeren van de systeemstabiliteit 301
4.5.3.1. Middelen voor spanningsbeheer fase 3 301
4.5.3.2. Middelen voor spanningsbeheer fase 4 302
4.5.3.3. Synchrone compensatoren 302

4.6. Langetermijnfacilitatie van de energietransitie 304

4.6.1. North Sea Offshore Grid 304
4.6.2. Ontwikkeling van onshore interconnecties 305
4.6.3. Verdere ontwikkelingen van de backbone 306

4.7. Overzichtskaart ontwikkeling van het horizontaal systeem 307

5. EVOLUTIE VAN HET BELGISCHE VERTICAAL SYSTEEM 310

5.1. Algemene visie op de ontwikkeling van de netten van 220 kV, 150 kV en 110 kV 312

5.1.1. Ontkoppeling van de transmissienetten van 220 kV en 150 kV 312
5.1.2. Verhogen van de kortsluitvastheid tegen kortsluitingen van de 150 kV-onderstations 312
5.1.3. Integratie van de centrale en decentrale productie 313
5.1.4. Behoefte aan extra transformatiecapaciteit naar middenspanning ten gevolge van een stijging van het verbruik op het middenspanningsnet 314
5.1.5. Vervangingsinvesteringen 314
5.1.6. Rationalisering van de lokale transmissienetten van 36 kV en 70 kV door over te schakelen op hogere spanningsniveaus 315
5.1.7. Overwegingen over het gebruik van flexibiliteit 315

5.2. Provincie Antwerpen 316

5.2.1. Kempen 316
5.2.2. Antwerpen Stad 150 kV 316
5.2.3. Herstructurering 70 kV-net Mechelen – Heist - op - den - Berg 317
5.2.4. Versterking van de Antwerpse haven 317
5.2.5. Herstructurering as Schelle – Lier – Herentals 317
5.2.6. Vervangingsprojecten 318

5.3. Brussels Hoofdstedelijk Gewest 319

5.3.1. Ontwikkeling in het westelijke deel van Brussel 319
5.3.2. Ontwikkeling in het oostelijke deel van Brussel 319
5.3.3. Vervangingsprojecten 320

5.4. Provincie Henegouwen 321

5.4.1. Projecten gerelateerd aan de interne 380 kV-backbone 321
5.4.2. Verdere ontwikkeling naar een 150 kV-net 321
5.4.3. Regio Centre 321
5.4.4. Stroomvoorziening van Bergen 322
5.4.5. Versterking van de transformatie en renovatie van het net van Groot Charleroi 322
5.4.6. Evolutie tussen Gilly en Jumet 322
5.4.7. Regio van de Borinage 322
5.4.8. Industriezone van Ghlin 323
5.4.9. Thuillies 323
5.4.10. Regio tussen Samber en Maas 323
5.4.11. Opsplitsing van het 150 kV-onderstation van Gouy in twee afzonderlijke onderstations Noord-Zuid 324
5.4.12. Baudour – Quaregnon 324
5.4.13. Vervanging van 150 kV-lijnen door kabels tussen Ruien en Chièvres 325
5.4.14. Bouw van een input-output-onderstation van 380 kV in Tergnée 325
5.4.15. Herstructurering van de regio Oisquercq - Gouy - Seneffe - Feluy 326
5.4.16. Vervangingsprojecten 327

5.5. Provincie Limburg 328

5.5.1. Limburg 150 kV 328
5.5.2. Herstructurering 70 kV-net rond Tessenderlo en Beringen 328
5.5.3. Herstructurering 70 kV-net regio Limburg 329
5.5.4. Vervangingsprojecten 329

5.6. Provincie Luik 330

5.6.1. Oostlus 330
5.6.1.1. Oostlus: tweede fase van de versterking 330
5.6.1.2. Brume: installatie van een hub voor decentrale productie 330
5.6.1.3. Oostlus: mogelijkheden voor verdere versterking 330
5.6.1.4. Heid-de-Goreux en Saint-Vith: vervanging van de onderstations 331
5.6.2. Herstructurering van het deelnet Monsin en Bressoux 331
5.6.3. Herstructurering van de Haspengouwse lus 331
5.6.4. Aansluiting van nieuwe elektriciteitscentrales met gevolgen voor het algemene net 331
5.6.5. Vervangingsprojecten 332

5.7. Provincie Luxemburg 333

5.7.1. Zone Bomal – Hotton 333
5.7.2. Lus van Orgéo 333
5.7.3. Herstructurering van 220 kV in de provincie Luxemburg 333
5.7.4. Vervangingsprojecten 334

5.8. Provincie Namen 335

5.8.1. Globale visie 335
5.8.2. Ontkoppeling met Henegouwen 335
5.8.3. Ontkoppeling met Luik 335
5.8.4. Ontwikkeling van het Naamse net 336
5.8.5. Vervangingsprojecten 336

5.9. Provincie Oost-Vlaanderen 338

5.9.1. Projecten gerelateerd aan de interne backbone 380 kV – Oost-Vlaanderen 338
5.9.2. Eeklo 338
5.9.3. Haven van Gent 339
5.9.4. Gent Centrum 339
5.9.5. Aalst – Dendermonde – Malderen 339
5.9.6. Linkeroever Antwerpse haven: aansluiting hernieuwbare en decentrale productie 340
5.9.7. Regio Aalter 340
5.9.8. Impact van de aanleg van het Tweede Getijdendok in de haven van Antwerpen 340
5.9.9. Vervanging van lijnen 150 kV door kabel Ruien en Chièvres 340
5.9.10. Vervangingsprojecten 341

5.10. Provincie Vlaams-Brabant 342

5.10.1. Ontwikkelingen gelinkt aan het herstructureren van het net in Brussels Gewest 342
5.10.2. Herstructurering 70 kV-net Diest – Kersbeek – Tienen 342
5.10.3. Vervanging lijn 150 kV tussen de onderstations Gouy en Drogenbos 342
5.10.4. Vervangingsprojecten 343

5.11. Provincie Waals-Brabant 344

5.11.1. Versterking van de transformatie naar middenspanning in Waterloo 344
5.11.2. Vervanging van de ondergrondse 150 kV-verbinding tussen de onderstations Gouy en Drogenbos 344
5.11.3. Herstructurering van de regio Oisquercq - Gouy - Seneffe - Feluy 345
5.11.4. Vervangingsprojecten 345

5.12. Provincie West-Vlaanderen 346
5.12.1. Projecten gerelateerd aan de interne backbone 380 kV – West-Vlaanderen 346
5.12.2. Versterking van de transformatiecapaciteit 150/36 kV te Koksijde en Zedelgem 347
5.12.3. Regio Kortrijk 347
5.12.4. Westhoek 348
5.12.5. Zeebrugge 348
5.12.6. Slijkens 349
5.12.7. Evolutie 150 kV-net kustregio 349
5.12.8. Vervangingsprojecten 349

6. PROJECTEN VOOR EFFICIËNTERE BENUTTING OF BEHEER VAN HET NET 352
6.1. Security: beveiliging van de onderstations en sites 354
6.2. Black-out mitigation 355
6.3. Green substations 356
6.4. De ontwikkelings-behoeften voor het Datacom-netwerk 357
6.4.1. Inleiding 357
6.4.2. De componenten van het Datacom-netwerk 359
6.4.3. Het Datacom-netwerk staat voor een fundamentele transformatie 360
6.4.4. Project overzicht 362
6.4.5. Cyberveiligheid 363

7. BIJLAGE 364
7.1. Introductie 366
7.2. Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van het transmissienet 380 kV, de interconnecties (tem 220 kV) en de offshore netontwikkelingen. 367
7.3. Vergelijkende tabel type goedkeuring huidig en vorig ontwikkelingsplan 372
7.4. Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de transmissienetten 220-150-110 kV 373
7.5. Overzichtstabel transversale projecten 383
7.6. Overzichstabel projecten stand van zaken 384
7.7. CBA Nautilus 397
7.7. CBA Nautilus 397
7.8. CBA Van Eyck - Maasbracht 398
7.9. CBA Offshore Energy Hub 399
7.10. CBA BE-DE II 400
7.11. CBA Lonny - Achêne - Gramme 401
7.12. CBA TritonLink 402
7.13. Figuren 403
7.14. Afkorting 406
7.15. Bronen 407
7.16. Legende van de kaarten 411

FIGUREN EN TABELLEN

Figuur 1: De 5 principes voor het uitwerken van het Federaal Ontwikkelingsplan 21
Figuur 2: Essentiële evolutie van één naar drie 3 lussen op 380 kV 26
Figuur 3: Scenario's als basis voor het ontwikkelingsplan 29
Figuur 4: Schematische voorstelling van de uitbouw van het transmissienet 32
Figuur 5: Overzicht van de Infrastructuurontwikkelingen van het horizontaal systeem 36
Figuur 6: Pijlers voor de ontwikkeling van het transmissienet 220 kV, 150 kV en 110 kV 38
Figuur 1.1: De drie opdrachten van Elia 42
Figuur 1.2: Tijdlijn van de vergaderingen van het Samenwerkingscomité in het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 46
Figuur 1.3: CO_2-emissies in scenario's van de World Energy Outlook in functie van de tijd, 2000-2050 - Figuren [IEA-1] 50
Figuur 1.4: temperatuur in 2100 vergeleken met de pre-industriële periode, per scenario [IEA - 1] 51
Figuur 1.5: Europese CO_2 (of equivalente) uitstoot over alle sectoren heen [CAT-1] 52
Figuur 1.6: Overzicht van de Green Deal elementen [EU Commission, Communication from the Commission, "The European Green Deal", Brussels 11.12.2019, COM (2019) 640 final, p.3.] 53
Figuur 1.7: Overzicht van de wetgevende voorstellen in het Fit for 55 pakket van juli 2021 55
Figuur 1.8: Roadmap to Net Zero studie Elia – illustratie landen met tekorten of overschotten aan HEB potentieel 61
Figuur 1.9: Vereenvoudigde voorstelling van de positieve impact voor de samenleving van een interconnector op de elektriciteitsmarkt voor één bepaald uur. Het bedrag in x €/MWh stelt hier de prijs voor die de consumenten betalen op de groothandelsmarkt per MWh 65
Figuur 1.10: Belangrijkste factoren ter bepaling van het elektriciteitsverbruik 67
Figuur 1.11: Overstroming van een hoogspanningspost ten gevolge van de overstromingen na de extreme regenval in juli 2021 69
Figuur 1.12: Identificatieproces van de projecten van het ontwikkelingsplan 70
Figuur 1.13: Input- en outputdata van marktsimulaties 72
Figuur 1.14: Voorbeelden van een stabiele lijnspanning van 50 Hertz 74
Figuur 1.15: Voorbeeld van een verstoorde stroom, ten gevolge van een kortsluiting. Na het elimineren van de kortsluiting bedraagt de stroom 0 kA 74
Figuur 1.16: Tijdsgebaseerd versus toestandsgebaseerd beheer van uitrustingen 75
Figuur 1.17: Evaluatie van mogelijke oplossingen 79
Figuur 1.18: Dynamisch beheer van de projectportefeuille 80
Figuur 1.19: Schematische voorstelling van het proces ter evaluatie van de projecten zoals opgenomen in de CBA guideline 82
Figuur 1.20: Criteria gebruikt in de geharmoniseerde kosten-baten analyse van ENTSO-E [ENT-3] 83
Figuur 1.21: Consumenten- en producenten-surplus (in onderstaande figuur, met een inelastische' vraag is het consumentensurplus eigenlijk oneindig) 84
Figuur 1.22: Impact van bijkomende grensoverschrijdende capaciteit op twee regio's voor een inelastische vraag 85
Figuur 1.23: Evolutie van de netverliezen voor het Belgische horizontale en verticale systeem 90
Figuur 1.24: Links: Delta CO_2-emissies zoals berekend in het kader van het regionale investeringsplan voor de Noordzee regio, wat deel uitmaakt van het TYNDP 2020. De figuur toont het verschil in CO_2-emissies op de horizon 2030 ten opzichte van 2020 voor drie verschillende "referentie" netwerken. SEW-noden verwijst naar een referentienet dat de grensoverschrijdende noden zoals geïdentificeerd in het kader van het TYNDP 2020 bevat. In het "Copperplate" netwerk, zijn er geen resterende knelpunten in het elektriciteitsnet. Rechts: Delta CO_2-emissies voor het volledige Europese systeem 90
Figuur 1.25: De participatieparadox 92
Figuur 1.26: De compenserende maatregelen 95
Onderzochte tijdshorizonten en link met andere studies uitgevoerd door Elia 101
Figuur 2.1: Algemene tijdslijn van het opstellen van de scenario's 102

Figuur 2.2: ENTSO-E and ENTSO-G joint scenario framework 103
Figuur 2.3: Enkele van de methodologische verbeteringen ten opzichte van het TYNDP 104
Figuur 2.4: Samenstelling van het scenario kader zoals uitgewerkt in het kader van voorliggend Federaal Ontwikkelingsplan 105
Figuur 2.5: Van verhaallijnen naar scenario's: "EP", "GI" en "ePros" 108
Figuur 2.6: Van verhaallijnen naar scenario's: "LSeRES" en "FLEX" 109
Figuur 2.7: van verhaallijnen naar scenario's: "FF55" 109
Figuur 2.8: van verhaallijnen naar scenario's: "ReEU" 110
Figuur 2.9: Schematisch overzicht voor het opstellen en simuleren van een scenario voor het Europees energiesysteem 110
Figuur 2.10: Perimeter gebruikt voor de simulaties van de elektriciteitsmarkt in dit ontwikkelingsplan 111
Figuur 2.11: Finale energetische vraag in België– inclusief elektrische netverliezen en non-energetische grondstoffen, exclusief internationale scheep- en luchtvaart. Methaan kan zowel fossiel, bio- of synthetisch zijn, vloeistoffen kan fossiel of bio zijn 112
Tabel 2.1: Overzicht van de belangrijkste hypothesen m.b.t. finale energievraag voor de lange termijn scenario's van het ontwikkelingsplan 113
Figuur 2.12: Finale energetische vraag in België voor de 3 'net-zero' scenario's– inclusief elektrische netverliezen en non-energetische grondstoffen, exclusief international lucht- en scheepvaart. Methaan kan zowel fossiel, bio- of synthetisch zijn, vloeistoffen kan fossiel of bio zijn 113
Figuur 2.13: Aandeel elektrische wagens in totaal aantal personenwagens per scenario 114
Figuur 2.14: aandeel warmtepompen in de totale warmtevraag voor gebouwen [%] 115
Figuur 2.15: Evolutie van de jaarlijkse totale elektriciteitsvraag in België in de FOP scenario's in TWh - incl. netverliezen, incl. zelfconsumptie, excl. P2X. Waarden betreffen elektrische vraag genormaliseerd op basis van historisch klimaat 115
Figuur 2.16: Evolutie van de jaarlijkse elektriciteitsvraag in België in de 3 'net-zero' FOP scenario's in TWh - incl. verliezen, excl. P2X en waarden betreffen elektrische vraag genormaliseerd op basis van historisch klimaat 116
Figuur 2.17: Monotone curve van de totale elektriciteitsvraag voor België – uitgemiddeld over alle klimaatjaren. Exclusief flexibiliteit aan de vraagzijde 116
Figuur 2.18: Geïnstalleerde capaciteit aan fotovoltaïsche productie in België voor de verschillende scenario's [GW] 117
Figuur 2.19: Geïnstalleerde capaciteit aan onshore wind elektriciteitsproductie in België voor de verschillende scenario's [GW] 118
Figuur 2.20: GeïnstalLeerde capaciteit aan offshore wind elektriciteitsproductie in België voor de verschillende scenario's [GW] 119
Figuur 2.21: De in België geïnstalleerd veronderstelde capaciteiten aan flexibiliteit voor de in dit plan onderzochte scenario's en tijdshorizonten 120
Tabel 2.2: Overzicht van de belangrijkste hypothesen voor België voor de verschillende horizonten, in functie van het scenario. De tabel bevat het totaal geïnstalleerde vermogen voor elke specifieke technologie per scenario en voor elke horizon. Voor wat betreft de categorie "gas" is dit het actueel gekende volume aan geïnstalleerde capaciteit, rekening houdend met de nieuwe capaciteit na de eerste CRM-veiling. De, per scenario verschillende, toegevoegde capaciteit aan "thermische capaciteit" ten gevolge van de "Evaluatie Economische Viabiliteit" werd niet weergegeven 121
Figuur 2.22: Finale energetische vraag in EU-27– inclusief netverliezen en non-energetische grondstoffen, inclusief internationale scheepvaart. Methaan en vloeistoffen kunnen zowel fossiel, bio- of synthetisch zijn. Referentiejaar is 2015 voor industrie & transport en 2018 voor gebouwen 122
Figuur 2.23: Finale energievraag inclusief niet-energetische grondstoffen (uitgedrukt als reductie t.o.v. het referentiejaar) gebruikt in TYNDP 2022 (2015 voor industrie & transport en 2018 voor gebouwen) in functie van de elektrificatiegraad per scenario 123
Figuur 2.24: Directe elektrische vraag voor EU27 in TWh – incl. elektrische netverliezen, excl. P2X. Waarden betreffen elektrische vraag genormaliseerd op basis van historisch klimaat 124
Figuur 2.25: Trajecten voor het geïnstalleerd vermogen aan fotovoltaïsche capaciteit in EU-27 [GW] 125
Figuur 2.26: Geïnstalleerde capaciteit aan onshore wind elektriciteitsproductie in EU-27 voor de verschillende scenario's [GW] 126
Figuur 2.27: Geïnstalleerde capaciteit aan offshore wind elektriciteitsproductie in EU-27 voor de verschillende scenario's [GW] 127
Figuur 2.28: De in Europa (EU27) geïnstalleerd veronderstelde capaciteiten aan flexibiliteit voor de in dit plan onderzochte scenario's en tijdshorizonten 128
Figuur 2.29: Overzicht van het geïnstalleerd vermogen aan steen- en bruinkoolcentrales en nucleaire centrales dat in de scenarios verondersteld werd 128
Tabel 2.3: Veronderstellingen voor elektriciteitsvraag, kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Frankrijk 129
Tabel 2.4: Veronderstellingen voor elektriciteitsvraag, kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor het Verenigd Koninkrijk 130
Tabel 2.5: Veronderstellingen voor elektriciteitsvraag, kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Nederland 131
Tabel 2.6: Veronderstellingen voor elektriciteitsvraag, kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Duitsland 132
Tabel 2.7: Veronderstellingen voor elektriciteitsvraag, kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Denemarken 132
Figuur 2.30: Historische CO_2 prijzen [ETS] en toekomstige prijzen op basis van de WEO 2021 trajecten 133
Figuur 2.31: Historische brandstofprijzen en toekomstige prijzen op basis van de WEO 2021 trajecten 134
Tabel 2.8: Voornaamste hypothesen Flow-based modellering 134
Figuur 2.32: Werkdag piek en niet-werkdag piek flow-based domeinen voor 2030. Het 3e kwadrant stelt een situatie voor waarin zowel FR als BE importeren 135
Figuur 2.33: Overzicht van uitwisselingscapaciteiten tussen landen 136
Figuur 2.34: Mix van de elektriciteitsproductie en HEB-E share in België voor de verschillende scenario's en tijdshorizonten 137
Figuur 2.35: Mix van de elektriciteitsproductie en HEB-E share in de volledige simulatieperimeter voor de verschillende scenario's en tijdshorizonten 138
Figuur 2.36: Gemiddeld absoluut uurlijks prijsverschil met België voor alle scenario's in de tijdshorizonten 2030 en 2040 139
Figuur 2.37: Primaire energievoorziening in EU27 (incl. de vraag naar niet-energetische grondstoffen en internationaal transport) 140
Figuur 2.38: Totale import van waterstof, vloeistoffen, methaan en steenkool in TWh. Import afhankelijkheid uitgedrukt als % van de totale primaire energievraag (cf. Figuur 2.37) 141
Figuur 2.39: Importafhankelijkheid voor EU-27 per scenario uitgedrukt als % van de primaire energievoorziening (cfr. §2.1.8.1) 142
Figuur 2.40: Totale CO_2-emissies van de elektriciteitssector EU-27 in $MtCO_2$ 143
Figuur 2.41: CO_2-intensiteit van de elektriciteitsproductie in tCO_2/MWh 143
Figuur 2.42: Netto CO_2-emissies in EU-27 in $MtCO_2$ (incl. LULUCF, excl. CCS "post-combustion") 144
Figuur 2.43: Netto CO_2-emissies per scenario en per component in $MtCO_2eq$. Finale vraag komt overeen met de emissies veroorzaakt door energetisch verbruik in de finale eindsectoren (gebouwen, transport en industrie), waarbij emissies door elektriciteitsverbruik in de 'energiesector' worden geteld 145
Figuur 2.44: Van een lineair (links) naar een geïntegreerd energiesysteem (rechts) 146
Figuur 2.45: Illustratie van een keten waarbij moleculen gebruikt worden voor het transport van elektriciteit 148
Figuur 2.46: Aandeel hernieuwbare energie in de Belgische Energie en Elektriciteitsconsumptie [NEK-2],[EUC-16] 149

Figuur 2.47: Schematische weergave van de evolutie van het energieverbruik [CMT-1] 150
Figuur 2.48: Bestaande marktwerking met de leveranciers in een centrale rol 153
Figuur 2.49: Toekomstige marktwerking, waarin de consumenten een centrale rol opnemen in het behouden van het evenwicht tussen vraag en aanbod 154
Figuur 2.50: Concrete voorbeelden van de mogelijkheden die CCMD met zich mee brengt 155
Figuur 2.51: Wisselstroom en Gelijkstroom 157
Figuur 2.52: Inpassing gelijkstroomverbinding in bestaand wisselstroomnet 157
Figuur 2.53: Visualisatie van een conversiestation (Nemo Link - 1.000 MW) 158
Figuur 2.54: Opbouw conversiestation uit een groot aantal vermogenselektronica componenten 159
Tabel 2.9: Overzicht van enkele onderzeese HVDC-interconnectoren in Europa 160
Tabel 2.10: Overzicht van enkele point-to-point onderzeese HVDC-kabels voor de aansluiting van windparken 161
Figuur 2.55: Overzicht van verschillende configuraties van HVDC verbindingen 162
Figuur 2.56: Illustratie van de selectiviteit op een HVDC vermaasd net 163
Figuur 2.57 : Illustratie van de uitbreidbaarheid van een HVDC systeem 163
Figuur 2.58: Weergave van een synchrone compensator met vliegwiel [SIE-1] 165
Figuur 2.59: GIS onderstation van Stevin 166
Figuur 2.60: Eerste SF6-vrije vermogenschakelaar (het witte toestel in de figuur hieronder) van een nieuwe generatie op Elia-net op 70kV (Onderstation van Marcourt 70kV) 167
Figuur 3.1: Zes sleutelinzichten voor de ontwikkeling van het net 175
Figuur 3.2: ENTSO-E-resultaten van de IoSN 2020-studie (fig. 1.6) voor de tijdshorizon van 2040 177
Figuur 3.3: IoSN 2022 resultaten op de 2030 horizon in het scenario “National Trends” (Figuur 1.1 in TYNDP studie IoSN - zie §7.13) 178
Figuur 3.4: IoSN 2022 resultaten op de 2040 horizon in het scenario “National Trends” (Figuur 1.3 in TYNDP studie IoSN - zie §7.13) 178
Figuur 3.5: Scope van de KARI studie 180
Figuur 3.6: Ambities met betrekking tot ontwikkeling van offshore wind capaciteit 181
Figuur 3.7: Zonaal model & offshore HEB-potentieel voor KARI IoSN-studie tegen 2035 (zie §7.13 Figuren) 182
Figuur 3.8: Beschikbare categorieën van investeringskandidaten voor de integratie van offshore HEB 183
Figuur 3.9: Netto energie balans na optimalisatie 184
Figuur 3.10: Elektrische integratie van offshore wind na optimalisatie 185
Figuur 3.11: Kosten-efficiëntie van directe grensoverschrijdende verbindingen 186
Tabel 3.1: Vergelijkende tabel - KARI-studie met horizon 2035 en Entsoe’s IoSN 2020 studie met horizon 2040 186
Figuur 3.12: Evolutie van de relatieve TOTEX in functie van de offshore HEB capaciteit 187
Figuur 3.13: Relatieve TOTEX in functie van de beperkingen (“alle opties” versus “geen onshore versterkingen”) 187
Figuur 3.14: Links = absoluut verschil in marginale kosten tussen de huidige naburige biedzones in 2040, in het optimale netwerk (bron = fig. 2.13 van ENTSOE IoSN 2020-studie). Rechts = prijsverschillen in een optimaal net met toegenomen integratie van OWF & offshore netten (bron = KARI-studie)* 188
Figuur 3.15: Correlatie tussen Belgische offshore windinput en Europa in % - bron = de Roadmap to net zero 189
Figuur 3.16: Kosteneffectiviteit van potentiële Belgische grensoverschrijdende interconnecties - in een optimaal Europees systeem voor het “Large scale e-RES”-scenario 190
Figuur 3.17: Resterende Belgische prijsverschillen met buurlanden op basis van zonale prijsverschillen op interconnecties 190
Figuur 3.18: Het Belgische 380 kV net 192
Figuur 3.19: Referentienet voor het jaar 2030 195
Figuur 3.20: Belastingen en overbelastingen, in N-1 situatie, in het interne 380 kV net voor het referentiejaar 2030 197
Figuur 3.21: Referentienet voor het jaar 2035 198
Figuur 3.22: Belastingen en overbelastingen, in N-1 situatie, in het interne 380 kV net voor het referentiejaar 2035, zonder nucleaire centrales 200
Figuur 3.23: Belastingen en overbelastingen, in N-1 situatie, in het interne 380 kV net voor het referentiejaar 2035, mét nucleaire centrales 202
Figuur 3.24: Belastingen en overbelastingen, in N-1 situatie, in het interne 380 kV net voor het scenario “Flex+” met referentiejaar 2035, na versterking van de assen Gramme – Van Eyck en Bruegel – Courcelles 205
Figuur 3.25: Het verschil tussen actief en reactief vermogen. 206
Figuur 3.26: Relatie tussen de spanningen op het net (V) en het te transporteren actieve vermogen (P) 207
Figuur 3.27: Illustratieve voorbeelden van de Mvar-balans tijdens een moment van lage en hoge belasting 208
Figuur 3.28: Werkelijke voorbeelden van het spanningsprofiel op het transmissienet bij momenten van lage belasting (links) en hoge belasting (rechts). De situatie met lage belasting leidt typisch tot hoge spanningen. In dit geval wordt de limiet van 420 kV net niet overschreden, zelfs na activatie van praktisch alle maatregelen die Elia ter beschikking heeft om de spanning te regelen. Dit illustreert duidelijk de nood aan bijkomende compensatiemiddelen voor absorptie van reactieve energie 209
Figuur 3.29: Schematische voorstelling van een klassieke centrale 212
Figuur 3.30: Overzicht van de Europese synchrone zones [ENT-10] - Sinds 16 maart 2022 maken ook Oekraïne en Moldavië deel uit van deze synchrone zone, na een noodsynchronisatie. Dit is nog niet weergegeven in de kaart 212
Figuur 3.31: Frequentieafwijking bij een plots verlies van productie-eenheden in systemen met een verschillende inertie 213
Figuur 3.32: Monotone curve van de inertie H in seconden, in de synchrone zone van Continentaal Europa voor de verschillende scenario's van het TYNDP [TYDNP 2020 - https://tyndp.entsoe.eu/]. GA = Global Ambition; DE = Distributed Energy; NT = National Trends 214
Figuur 3.33: Schematische weergave van de omvormers in de Belgische kustregio 215
Figuur 3.34: Schematische weergave van de Stevin en Ventilus-as na de realisatie van MOG 2 en Nautilus 216
Figuur 3.35: Oscillaties op de spanning in per unit (1.0 per unit komt overeen met 380 kV) met duidelijke oscillaties t.g.v. instabiliteit van de omvormers 216
Figuur 3.36: Oscillaties op de spanning in per unit (1.0 per unit komt overeen met 380 kV) in de kustregio na plots verlies van beide lijnen in de Stevin-corridor. Tussen seconde 13 en 14 treedt een kortsluiting op, op beide lijnen van de Stevin corridor, die snel door de beveiligingen geëlimineerd wordt 217
Figuur 3.37: Gedrag van de spanning in de situatie van Figuur 3.32 met de plaatsing van synchrone compensatoren. Na enkele overgangsverschijnselen stabiliseert de spanning 218
Figuur 3.38: Gedrag van de spanning in de situatie van Figuur 3.33 met de plaatsing van synchrone compensatoren. Na de uitschakeling van één corridor stabiliseert de spanning zich erg snel 218
Figuur 3.39: Finale energievraag voor de industriële sector in 2018 in België 220
Figuur 3.40: CO_2 emissies in 2018 van verschillende factoren. De totale industriële uitstoot bedroeg in 2018 14 + 22 = 36 $MtCO_2$ equivalenten. In het kader van deze studie omtrent elektrificatie is vooral de 14 $MtCO_2eq$ relevant gelinkt aan de energievraag relevant 220
Tabel 3.2: Overzicht van de belangrijkste hypothesen m.b.t. elektrificatie voor de bijkomende sensitiviteiten op het E-prosumers scenario 221
Figuur 3.41: Elektriciteitsverbruik in energie [TWh] van de Industrie in de verschillende scenario’s en sensitiviteiten 222

Figuur 3.42: Opdeling van België in elektrische zones 223
Figuur 3.43: Mogelijk elektrisch industriële afname (2050) ten gevolge van elektrificatie
van de Belgische industrie in functie van de elektrische zones 224
Figuur 3.44: Zones B, C, D en I (grootste impact van elektrificatie bestaande industrie) 224
Figuur 3.45: De (petro)chemische industrie, staalindustrie en niet-metallische mineralen industrie hebben de grootste
impact gezien hun belang vandaag en hun belangrijk elektrificatiepotentieel (2050) 225
Figuur 3.46: Effect van de overgang van zeer grote klanten (>300 MW) naar 380 kV voor het E-Prosumers scenario in 2050 226
Figuur 3.47: Effect van de overgang van zeer grote klanten (>300 MW) naar 380 kV voor het E-Industry++ in 2050 226
Figuur 3.48: Globaal laadprofiel van de elektrische voertuigen op nationaal niveau 230
Figuur 3.49: Laadprofielen in functie van de uren van de dag 231
Figuur 3.50: Aandeel van de injectiepunten van Elia
dat tegen 2034 zijn afnamelimiet bereikt 232
Figuur 3.51: Aandeel van de injectiepunten van Elia dat
tegen 2034 zijn limiet bereikt in terugvoeding 233
Figuur 3.52: Aandeel van de injectiepunten van Elia die
hun limieten bereiken en aandeel van de transformatoren
aan het einde van hun levensduur 233
Figuur 3.53: Vervangingsnoden inzake beveiligingskasten 234
Figuur 3.55: Vervangingsnoden inzake lijnuitrusting 235
Figuur 3.55: Databasebeheer 236
Figuur 4.1: Schematische voorstelling van de uitbouw van het transmissienet 240
Figuur 4.2: Schematische voorstelling van de voorziene offshore ontwikkelingen in de Belgische Noordzee 245
Figuur 4.3: Evolutie van de aan Elia toegewezen verantwoordelijkheid tussen de eerste offshore fase (boven) en de tweede offshore fase (onder) 246
Figuur 4.4: Plaats van de verschillende fasen van offshore ontwikkeling in de Belgische zee 247
Figuur 4.5: Schematische voorstelling van het Prinses Elisabeth Eiland (MOG2) 248
Figuur 4.6: Belgische welvaart gegenereerd door het project Nautilus 252
Figuur 4.7: Europese welvaart gegenereerd door het project Nautilus 252
Figuur 4.8: Reductie in CO_2-emissies en integratie van HEB ten gevolge van de realisatie van het Nautilus project 253
Figuur 4.9: Schematische voorstelling van de TritonLink 255
Figuur 4.10: Belgische welvaart gegenereerd door het project TritonLink 256
Figuur 4.11: Europese welvaart gegenereerd door het project TritonLink 256
Figuur 4.12: Reductie in CO_2-emissies en integratie van HEB ten gevolge van de realisatie van het TritonLink project 257
Figuur 4.13: Schematische voorstelling van de Offshore Energy Hub 259
Figuur 4.14: Belgische welvaart gegenereerd door het project Offshore Energy Hub 259
Figuur 4.15: Europese welvaart gegenereerd door het project Offshore Energy Hub 260
Figuur 4.16: Reductie in CO_2-emissies en integratie van HEB ten gevolge van de realisatie van de Offshore Energy Hub 261
Figuur 4.17: Versterking Lonny (FR) - Achêne - Gramme 263
Figuur 4.18: Belgische welvaart gegenereerd door realisatie van het project Lonny – Achêne – Gramme 265
Figuur 4.19: Europese welvaart gegenereerd door realisatie van het project Lonny – Achêne – Gramme 265
Figuur 4.20: Reductie in CO_2-emissies en integratie van HEB ten gevolge van de realisatie van het project Lonny (FR) – Achêne – Gramme 266
Figuur 4.21: Versterking Van Eyck - Maasbracht 267
Figuur 4.22: Belgische welvaart gegenereerd door het project Versterking Van Eyck - Maasbracht 268
Figuur 4.23: Europese welvaart gegenereerd door het project Versterking Van Eyck - Maasbracht 268
Figuur 4.24: Reductie in CO_2-emissies en integratie van HEB ten gevolge van de realisatie van de versterking Van Eyck – Maasbracht 269
Figuur 4.25: BELGISCHE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT BE - DE II 271
Figuur 4.26: EUROPESE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT BE - DE II 271
Figuur 4.27: Reductie in CO_2-emissies en integratie van HEB ten gevolge van de realisatie van BE-DE II 272
Figuur 4.28: De ALEGrO interconnector tussen België en Duitsland 273
Figuur 4.29: Locatie van het nieuwe onderstation 380 kV Baekeland 275
Figuur 4.30: Illustratief voorbeeld van het nut van stroomregelende uitrustingen 276
Figuur 4.31: Indicatieve (benaderende) weergave van de zoekzones voor de inplanting van nieuwe onderstations 380 kV in het kader van de elektrificatie van de industrie 278
Figuur 4.32: Overzicht van de delen van de interne backbone 380 kV 284
Figuur 4.33: Backbone centrum-oost: toekomstige netontwikkelingen 286
Figuur 4.34: Toekomstige netontwikkelingen Antwerpen 380 kV 289
Figuur 4.35: Drie mogelijke varianten voor het Tweede Getijdendok [VLA-1] 291
Figuur 4.36: Evolutie van de backbone zuid-oost 293
Figuur 4.37: Ventilus & Boucle Du Hainaut. Het blauwe bolletje in de “Prinses Elisabeth – zone“ stelt het Prinses Elisabeth Eiland in zijn geheel voor. De details van de elektrische infrastructuur op het eiland zijn niet weergegeven 296
Figuur 4.38: Overzicht van de ontwikkelingen in het Belgische EHV systeem tussen 2024 tot en met 2034 307
Figuur 4.39: Overzicht van de ontwikkelingen in het Belgische EHV systeem na 2034 308
Figuur 4.40: Legende van de kaarten 308
Figuur 5.1: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Antwerpen 318
Figuur 5.2: Overzichtskaart netinvesteringen Brussels Hoofdstedelijk Gewest 320
Figuur 53: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Henegouwen 327
Figuur 5.4: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Limburg 329
Figuur 5.5: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Luik 332
Figuur 5.6: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Luxemburg 334
Figuur 5.7: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Namen 337
Figuur 5.8: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Oost-Vlaanderen 341
Figuur 5.9: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Vlaams-Brabant 343
Figuur 5.10: Overzichtskaart netinvesteringen provincie Waals-Brabant 345
Figuur 5.11: Overzichtskaart netinvesteringen provincie West-Vlaanderen 350
Figuur 6.1: Het Wide Area Network (WAN) van Elia 358
Figuur 6.2: Verschillen tussen koper- en glasvezelkabel[4] 359
Figuur 6.4: Slijtage van OPGW 361
Figuur 7.1: Opeenvolging van de verschillende statussen van een project* 366
Figuur 3.3: IoSN 2022 resultaten op de 2030 horizon in het scenario “National Trends” 403
Figuur 3.4: IoSN 2022 resultaten op de 2040 horizon in het scenario “National Trends” 404
Figuur 3.7: Zonaal model & offshore HEB-potentieel voor KARI IoSN-studie tegen 2035 405

De energietransitie als sociaal-economische bescherming

Het voort opschalen van hernieuwbare energiebronnen en een doorgedreven elektrificatie zorgen voor urgenties die snel bijkomende investeringen vragen.

Beste lezer,

Energie is een kostbaar goed en van strategisch belang. We waren de snelheid van de energietransitie al aan het opdrijven vanwege het klimaat, nu versnellen we ook omwille van de hoge energieprijzen en een geopolitieke crisis. De noden veranderen; zowel bij de productie als bij het verbruik. Dat heeft een directe impact op het elektriciteitssysteem. Nadenken over de toekomst van het Belgische hoogspanningsnet is dan ook maatschappelijk heel relevant. En dat is precies wat we met dit Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 willen doen.

Door de lange doorlooptijd van infrastructuurprojecten, moet de verdere ontwikkeling van het elektriciteitsnet uiterst secuur en tijdig worden gepland. Er moet rekening worden gehouden met ontwikkelingen die je vandaag nog niet ten volle kan inschatten. Een jaar geleden was er bijvoorbeeld nog geen sprake van het REPowerEU-plan dat Europa moet loskoppelen van Russische fossiele brandstoffen. Het voort opschalen van hernieuwbare energiebronnen en een doorgedreven elektrificatie zorgen nochtans voor urgenties die snel bijkomende investeringen vragen.

Dat het onderschatten van maatschappelijke trends en het ondermaats investeren in infrastructuur nefaste gevolgen kan hebben, ervaren ze momenteel in Nederland.

De Nederlandse minister voor Energie en Klimaat Rob Jetten verklaarde afgelopen zomer aan de krant Trouw “dat zijn regering overvallen was door de snelle groei van wind- en zonnestroom en de gestegen vraag naar elektriciteit”. In een reactie op de tijdelijke stop voor netaansluitingen in de Nederlandse provincies Noord-Brabant en Limburg, liet de minister weten “dat de problemen zeker tot 2030 zouden aanhouden”. Hij noemde de energietransitie “veel disruptiever dan gedacht”.

We houden maximaal rekening met de toenemende integratie van hernieuwbare energie en met de elektrificatie van onze industrie die zich zo in Europa wil verankeren!

Trouw meldde in diezelfde periode dat vier van de vijf belangrijkste Nederlandse industriegebieden in regio’s liggen waar geen nieuwe stroomaansluitingen meer mogelijk zijn omdat het elektriciteitsnet overbelast is. Fabrieken kunnen daar dus niet overstappen van fossiele op duurzame energie en hun plannen voor verduurzaming niet uitvoeren; met alle gevolgen voor hun competitiviteit.

De netaansluitingsproblemen zoals ze die in Nederland hebben, kennen wij in België gelukkig nog niet.

Met dit Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 trachten we volop te anticiperen op de dringende vraag om onze energiepolitiek onafhankelijker, weerbaarder en duurzamer te maken. We houden maximaal rekening met de verwachte gevolgen van een alsmaar toenemende ambitie naar integratie van hernieuwbare energie en met de grootse investeringsplannen van onze industrie die zich in Europa wil verankeren door in het komende decennium volop te investeren in elektrificatie.

In dit Federaal Ontwikkelingsplan doen we daarom een aantal concrete voorstellen zoals bijkomende hoogspanningsstations; zonder dat de exacte locatie al is gedefinieerd. Dat geeft ons de nodige flexibiliteit om voldoende snel te reageren op vragen van onze netgebruikers en ervoor te zorgen dat de energietransitie niet geblokkeerd of afgeremd wordt door de beperkingen in het net.

Veel leesplezier!

Executive Summary

ONDERWEG NAAR EEN KOOLSTOFNEUTRALE SAMENLEVING TEGEN 2050

Energie is een kostbaar goed en een strategische asset

De wereld is veranderd sinds de publicatie van ons laatste Federaal Ontwikkelingsplan in 2019. De overstromingen in Wallonië waren een wake-up call dat we de klimaatverandering ernstig moeten nemen. Door de hoge energieprijzen beseffen we meteen hoe kostbaar energie is. Het is een strategische asset die hoog op de politieke agenda staat. De oorlog in Oekraïne heeft de urgentie alleen maar versterkt.

De Europese Commissie reageerde in april 2022 met een REPowerEU plan om Europa vóór 2030 los te koppelen van Russische fossiele brandstoffen. Naast de diversificatie van onze gasvoorziening, wordt ingezet op energie-efficiëntie, meer hernieuwbare energiebronnen en elektrificatie. Het moet de Europese energiepolitiek onafhankelijker, weerbaarder en duurzamer te maken.

Naast het aanpakken van de geopolitieke crisis wordt ook de klimaatcrisis urgenter. De kans dat de klimaatopwarming beperkt blijft tot 1,5 graad Celsius lijkt zo goed als verkeken. Alleen als de wereld met veel ambitieuzere plannen komt om de CO_2-uitstoot te beperken, is het klimaatdoel van Parijs nog haalbaar, concludeert de Intergouvernementele Werkgroep inzake Klimaatverandering (IPCC) van de Verenigde Naties in een recent rapport [IPC-1].

Het bewijs is onweerlegbaar: de uitstoot van broeikasgassen verstikt onze planeet en brengt miljarden mensen in gevaar. De opwarming van de aarde heeft gevolgen voor elke regio op aarde. Vele veranderingen zijn onomkeerbaar. We moeten nu handelen om een klimaatramp af te wenden. Het IPCC-rapport is niets minder dan "een code rood voor de mensheid".

António Guterres – VN - Secretary General

Andere aanpak voor snelle en grootschalige integratie van hernieuwbare energie

Om de ambities van de Green Deal - eerste klimaatneutrale continent tegen 2050 - op koers te houden, heeft de Europese commissie in juli 2021 het Fit-for-55 programma gelanceerd. Met een pakket wetsvoorstellen moet de CO_2-uitstoot tegen 2030 al met 55% verminderen.

Waar men in het verleden voor de CO_2-reductie vooral naar de energiesector keek, heeft Europa nu bijkomende doelstellingen opgelegd voor alle sectoren. De commissie verwacht dat alle geledingen in de maatschappij hun bijdrage doen.

Met het Fit-for-55 programma wordt ook de snelheid van de transitie opgevoerd. In een recente Elia Group studie (Roadmap To Net Zero) hebben we berekend dat de uitbouw van hernieuwbare energie met een factor 3 moet versnellen om de doelstellingen te halen. De Oekraïense oorlog zorgt voor een bijkomende acceleratie. Hernieuwbare energie moet sneller en op grotere schaal worden geïntegreerd.

Met grootschalige investeringen in infrastructuur, digitalisering en sectorconvergentie staat onze samenleving op een keerpunt. Dankzij digitalisering en de opkomst van nieuwe technologieën, worden de komende 10 jaar het decennium van de elektrificatie.

Een versnelde elektrificatie van residentiele en industriële processen gecombineerd met een massale integratie van grotere volumes aan hernieuwbare energieproductie vraagt ook een versnelde uitbouw van de netinfrastructuur. Omdat de ontwikkeling van het hoogspanningsnet een langere doorlooptijd heeft, is een andere aanpak nodig. Als we in dit Federaal Ontwikkelingsplan niet anticiperen op wat komt, zal het elektriciteitsnet een bottleneck zijn voor de grootschalige integratie van hernieuwbare energie en de energieomslag vertragen. Dat zou ingaan tegen de wensen en de belangen van onze samenleving.

Directe electrificatie is het meest energie-efficient

Aangezien hernieuwbare energiebronnen hoofdzakelijk elektriciteit produceren en directe elektrificatie het meest energie efficiënt is, staat het elektriciteitssysteem centraal in het decarboniseren van andere sectoren. Nieuwe technologieën zoals autobatterijen en warmtepompen zorgen voor toenemende convergentie. Ook de industrie is haar productieprocessen op grote schaal aan het elektrificeren.

In een aantal eindtoepassingen is rechtstreekse elektrificatie evenwel niet haalbaar; zowel technisch als economisch. Dit geldt bijvoorbeeld voor chemische bedrijven, de staalsector en de cementindustrie. Zij zullen naast het gebruik van groene elektronen ook groene moleculen nodig hebben om hun bedrijfsprocessen te decarboniseren.

Beide energiedragers, groene elektronen en groene moleculen, spelen een fundamentele en complementaire rol in de transitie naar een koolstofneutrale samenleving.

Dit federaal ontwikkelingsplan steunt op 5 principes

De energietransitie zal pas geslaagd zijn als voldaan wordt aan de drie doelstellingen van het energietrilemma: een betrouwbaar, duurzaam en betaalbaar energiesysteem. Dit Federaal Ontwikkelingsplan geeft aan hoe het Belgische elektriciteitssysteem moet evolueren en voort worden uitgebouwd om aan deze doelstellingen te voldoen.

Dit Federaal Ontwikkelingsplan gaat uit van 5 principes:

FIGUUR 1: DE 5 PRINCIPES VOOR HET UITWERKEN VAN HET FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN

De doelstellingen van het energietrilemma

1. EEN BETROUWBAAR SYSTEEM

Het elektriciteitssysteem is betrouwbaar als productie en vraag constant in balans zijn en de lichten blijven branden.

Een goed functionerend transmissienet brengt de geproduceerde stroom op elk moment tot bij de verbruikerscentra en ondersteunt zo de socio-economische ontwikkeling.

Door toenemende volumes aan hernieuwbare energie wordt het systeembeheer steeds uitdagender.

Aan de productiezijde zijn er grote variaties (meer of minder wind en zon) die aan de vraagzijde moeten opgevangen worden. Om het systeem alsnog in evenwicht te houden, zal het verbruik zich in de toekomst sterker moeten aanpassen aan de productie van het moment. Dit heet de paradigm shift.

2. EEN DUURZAAM SYSTEEM

Een duurzaam systeem zet maximaal in op de integratie van hernieuwbare energiebronnen. Naast toegang tot eigen productie (op land & op zee) geeft een duurzaam systeem ook toegang tot hernieuwbare productie in het buitenland (via interconnectoren) en in de Noordzee.

Duurzaamheid betekent ook dat het systeem zelf energie-efficiënt moet zijn en op een duurzame wijze uitgebouwd moet worden, rekening houdend met de impact op mens en milieu.

3. EEN BETAALBAAR SYSTEEM

Dankzij een sterk en optimaal uitgebouwd elektriciteitsnet krijgen consumenten toegang tot de meest efficiënte energiebronnen; zowel in België als in het buitenland. Dit zorgt voor prijsconvergentie met de buurlanden en verbetert onze concurrentiepositie.

Elia Group pleit voor een consument-gericht energiesysteem waarbij verbruikers een actieve rol krijgen in het energiesysteem. Door het verbruik af te stemmen op de productie van het moment, helpen consumenten het systeem in evenwicht houden en worden hier financieel voor beloond (lagere elektriciteitsfactuur).

PRINCIPE 1.

MAXIMALE INTEGRATIE VAN HET EIGEN POTENTIEEL AAN HERNIEUWBARE ENERGIE

Om de Belgische samenleving te decarboniseren, is een gigantische hoeveelheid aan hernieuwbare energie nodig. Omdat de meeste hernieuwbare energiebronnen elektriciteit produceren en het directe verbruik van elektriciteit doorgaans het meest efficiënt is, draagt een hernieuwbaar elektriciteitssysteem meteen bij tot een snelle en grote CO_2-reductie. Om de klimaatdoelstellingen te halen, is een maximale integratie van het eigen potentieel aan hernieuwbare energie -zowel op zee en op land- daarom cruciaal.

Het eerste concessiegebied voor offshore wind in de Belgische Noordzee is sinds 2020 volledig operationeel. In totaal zijn negen windparken aangesloten met een gezamenlijke productiecapaciteit van 2,3 GW. Vijf windparken hebben een rechtstreekse verbinding met het elektriciteitsnet aan land. 4 windparken zijn aangesloten op het zogenaamde Modular Offshore Grid (MOG), een stopcontact-op-zee dat de exportkabels van de parken bundelt en gezamenlijk aan land brengt.

Dat bundelingsprincipe zal ook toegepast worden in de tweede offshore windzone (3,15 - 3,5 GW) die ons land momenteel ontwikkelt. Tegen 2030 zal België zo een totale offshore windcapaciteit hebben van maximaal 5,8 GW. Op termijn zou de capaciteit verder opgetrokken worden naar 8 GW. Dat heeft de federale regering in maart 2022 aangekondigd.

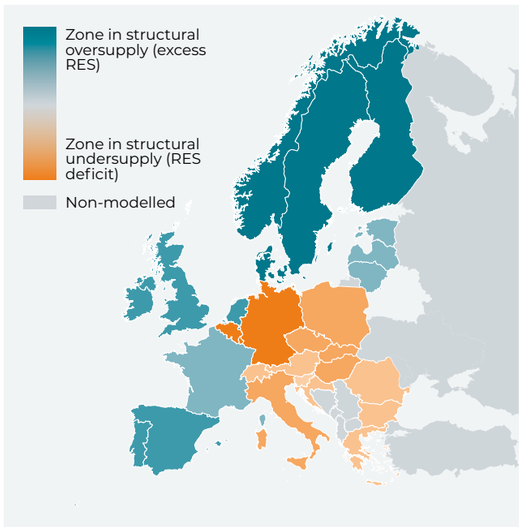
De ontsluiting van de tweede offshore windzone zal gebeuren via een kunstmatig het Prinses Elisabeth Eiland. De federale regering heeft in december 2021 hiervoor het licht op groen gezet. België kan hiermee een belangrijke primeur realiseren: het eerste energie-eiland op de Europese zeeën. Ons land versterkt hiermee haar voortrekkersrol in offshore wind.

Ook aan land wordt een sterke groei verwacht van de wind- en zonneproductie. In het “Established Policies”[1] -scenario stijgt het vermogen aan zonne-energie van ca. 5,7 GW in 2021 tot ca. 14 GW in 2035. Het geïnstalleerd vermogen aan onshore wind evolueert van ca. 2,7 GW in 2021 naar ca. 6 GW in 2035. Met gerichte en tijdige vervangingen en aanpassingen in het verticale systeem (spanningsniveaus lager dan 380 kV), kan het Belgische transmissienet tijdig voorbereid worden om deze capaciteitstoenames te integreren.

Hoewel er de komende jaren heel wat capaciteit bijkomt, zal de hernieuwbare energieproductie in België nooit toereikend zijn om onze samenleving te decarboniseren. Op Europees niveau is er echter een veel groter potentieel. Onze studie Roadmap To Net Zero heeft aangetoond dat er voor de directe elektrificatie voldoende hernieuwbaar potentieel is. Voorwaarde is wel dat de hernieuwbare productiecapaciteit wordt uitgebreid met een factor drie, dat we maximaal inzetten op elektrificatie en bijkomende interconnectoren bouwen om de ongelijke verdeling van hernieuwbare productie in Europa beter te spreiden. Er zal echter niet genoeg hernieuwbare energieproductie zijn voor de niet-directe elektrificatie. Daarom zal het nodig zijn op termijn groene moleculen te importeren vanuit andere continenten.

Hernieuwbare energie is in België een schaars goed. Om op termijn onze klimaatdoelstellingen te halen, is het cruciaal dat we vandaag samenwerkingen opzetten met Europese landen die overschotten hebben aan hernieuwbare energieproductie. Vooral de Noordse landen zijn voor België interessant omdat die een ander windprofiel hebben (Figuur 15 in Hoofdstuk 3) . Als België toegang krijgt tot dit potentieel en zelf inzet op een gediversifieerde energiemix (maximale productie uit zon, wind onshore én offshore), wordt de nood aan complementaire back-up centrales die de bevoorradingszekerheid handhaven, drastisch gereduceerd.

Onderstaande figuur uit de Elia Group studie Roadmap to Net Zero, toont de ongelijke spreiding van hernieuwbare energieproductie in Europa. Terwijl België een tekort heeft, hebben de landen in het noorden van Europa overschotten.



1 Het Established Policies is één van de scenario’s ontwikkeld in het kader van dit Federaal Ontwikkelingsplan. Hoofdstuk 2.1 Scenario’s voor de ontwikkeling van het transmissienet, behandelt de details hiervan.

PRINCIPE 2.

REALISATIE VAN EEN EERSTE OFFSHORE ENERGIEHUB ALS TOEGANGSPOORT TOT DE NOORDZEE

De Noordzee wordt de Europese energiecentrale van de toekomst. Door de gunstige windomstandigheden en de beperkte waterdieptes, is de Noordzee uitermate geschikt voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie uit wind.

Gezien ons land directe toegang heeft tot de Noordzee en het potentieel aan hernieuwbare energie aan land beperkt is, heeft België er alle belang bij om de offshore wind capaciteit voort uit te breiden. Om de geproduceerde stroom tot bij de verbruikscentra aan land te brengen, is zowel op zee als op land nieuwe en aangepaste transportinfrastructuur nodig.

Bijkomend zal er geïnvesteerd moeten worden in elektrische grensoverschrijdende verbindingen. Omdat de windproductie in de Belgische territoriale wateren ontoereikend is om de klimaatdoelstellingen te halen, heeft ons land er alle belang bij om toegang te zoeken tot buitenlandse windgebieden met overmatige productie. Er worden momenteel samenwerkingsverbanden onderzocht voor de bouw van hybride interconnectoren met zowel Groot-Brittannië (project Nautilus) en met Denemarken (project Triton Link). Een hybride interconnector is een elektrische verbindingen tussen 2 landen die gecombineerd wordt met een offshore windpark.

In haar visienota **'Harvesting Europe's Full Offshore Wind Potential'** (april 2022), brengt Elia Group diverse focuspunten naar voor om de ontwikkeling van hybride interconnectoren te versnellen. Als de ontwikkeling van offshore windenergie land per land wordt aangepakt en dus op een ongecoördineerde manier verloopt, zal een deel van het Europese offshore windpotentieel onbenut blijven. Europa loopt dan het risico dat de doelstellingen van de Green Deal niet gehaald worden - zowel qua timing als qua volumes.

50Hertz, de Duitse dochter van Elia Group, heeft in 2020 's werelds eerste hybride interconnector gerealiseerd. Het Kriegers Flak Combined Grid Solution project is een onderzeese verbinding in de Baltische Zee tussen Duitsland en Denemarken waarop zowel Duitse als Deense windparken zijn aangesloten.

In België gaat Elia nog een stap verder. Ons land wil de hybride interconnectoren Nautilus (BE-UK) en Triton Link (BE-DK) aansluiten op het Prinses Elisabeth Eiland dat ook de 2de Belgische offshore windzone ontsluit. Het Belgische eiland wordt zo de eerste energie hub in de Noordzee die bepalend zal zijn voor de verdere ontwikkeling van het Europese elektriciteitsnet op zee. Het eiland wordt de eerste bouwsteen van een vermaasd Europees offshore elektriciteitsnet dat aansluit op de toekomstige noord-zuid verbinding in de Noordzee. Hier deel van uitmaken is van strategisch belang voor België. De windomstandigheden in het noorden en het zuiden van de Noordzee zijn divers waardoor ons land op windstille dagen toch bevoorraad kan worden en onze energie-intensieve industrie toegang krijgt tot duurzame energieproductie.

Met de realisatie van de Triton Link worden nog meer primeurs gerealiseerd. Het is de eerste interconnector met een land dat geen direct buurland is van België en bovendien wordt het de eerste interconnector die 2 offshore energie hubs verbindt. Want ook Denemarken bouwt voor de kust een eigen hub die iets later opgeleverd zal worden dan het Prinses Elisabeth Eiland.

De 700 km lange interconnector tussen België en Denemarken wordt een technisch huzarenstuk waarmee Elia Group, Energinet en ook alle bedrijven die hierbij betrokken zijn op wereldvlak een innovatieve voorsprong kunnen nemen. Voortbouwend op de competenties en ervaring die hiermee worden opgebouwd, kunnen in een latere fase van de energietransitie bijkomende projecten worden gerealiseerd.

Op de horizon 2050 zal er 15 – 66 TWh aan niet-Belgische hernieuwbare energie geïmporteerd of aangesloten dienen te worden aan het Belgische net. Die verre toekomst wordt vandaag al voorbereid. Elia heeft actieve contacten met de Noordzeelanden om verdere stappen in de ontwikkeling van het Europese offshore net te definiëren en de projecten met de grootste maatschappelijke meerwaarde te selecteren.

PRINCIPE 3.

INZETTEN OP EEN DOORGEDREVEN ELEKTRIFICATIE VAN ONZE SAMENLEVING OP WEG NAAR NET ZERO

Omdat hernieuwbare energie een schaars goed is, moet het op de meest efficiënte manier worden ingezet. Directe elektrificatie is de beste optie. Productieprocessen waarbij fossiele brandstoffen vervangen worden door groene stroom zorgen in de meeste gevallen (de hele keten in beschouwing genomen) voor significante CO_2-reductie (of equivalenten).

De elektrificatie van het transport en de residentiële verwarming komt stilaan op kruissnelheid. Met gerichte en tijdige aanpassingen (vervangingen en versterkingen) in het verticale elektriciteitssysteem (alle spanningsniveaus lager dan 380 kV) en een aangepast marktmodel, kan het Belgische transmissienet de elektrificatie van transport en verwarming faciliteren

Om de doelstellingen van het Fit-for-55 programma te halen, maakt ook de industrie de omslag naar massale elektrificatie. Elia verwacht dat het aantal energie-intensieve bedrijven dat rechtstreeks aangesloten is op het 380 kV hoogspanningsnet fors zal toenemen tot minimaal een tiental. Hiervoor zijn bijkomende aansluitingspunten nodig in het hoogste hoogspanningsnet. Het onderstation Baekeland in de regio Gent is een eerste concreet voorbeeld.

Daarnaast zijn er bijkomende noden geïdentificeerd in de provincies Antwerpen, Limburg en Henegouwen. Het is belangrijk dat Elia tijdig anticipeert op de toenemende noden van de industrie om de bevoorradingszekerheid te kunnen handhaven. Omdat de industrie deels overschakelt naar het 380 kV net, komt er capaciteit vrij op de lagere spanningsniveaus voor de elektrificatie van minder grote verbruikers. Dergelijke bijkomende onderstations op 380 kV gaat hand in hand met de voorziene versterking en uitbouw van het 380 kV netwerk.

Een gestructureerde dialoog met industriële clusters laat toe om dergelijke noden tijdig te identificeren. Tevens is deze dialoog noodzakelijk in het kader van het uitwerken van innovatieve oplossingen ter ontwikkeling van een maximale flexibiliteit aan de gebruikerszijde van dergelijke industriële netgebruikers.

PRINCIPE 4.

MAXIMALE INTEGRATIE BINNEN DE EUROPESE ELEKTRICITEITSMARKT OM SCHOMMELINGEN IN HERNIEUWBARE PRODUCTIE OP TE VANGEN EN TOEGANG TE KRIJGEN TOT COMPETITIEVE PRIJZEN

Interconnecties geven toegang tot hernieuwbare energie buiten België en dragen tegelijk bij tot een competitieve internationale marktwerking. In een hernieuwbaar elektriciteitssysteem met grote volumes aan variabele productie, zullen interconnectoren ook ingezet worden om een lokale productiedip op te vangen (minder wind of zon). Uit onze studie Roadmap To Net Zero blijkt bijvoorbeeld dat de wekelijkse schommelingen in windproductie op Europees niveau ongeveer 50% lager zijn dan fluctuaties op Belgisch niveau.

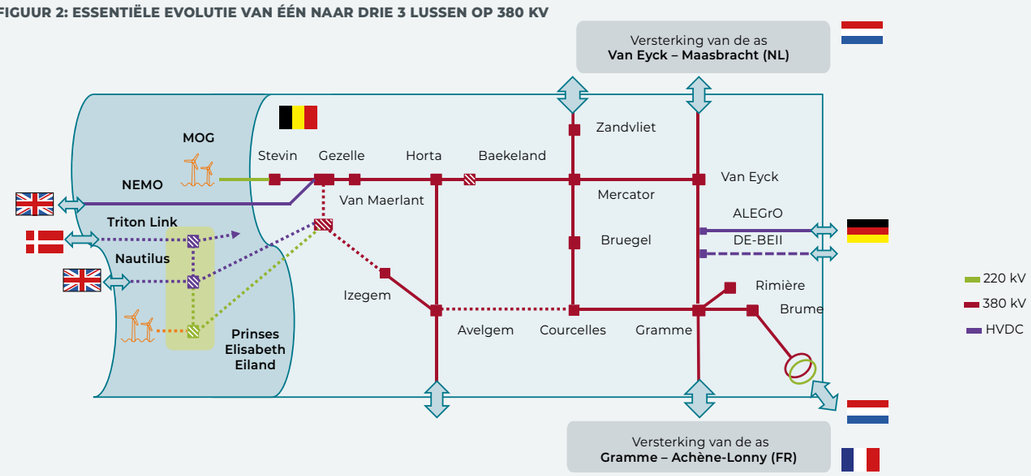
Interconnecties zorgen voor een zogenaamd “pooling” effect waardoor de schommelingen op Europees niveau uitgevlakt kunnen worden. Maar dat lukt enkel als ook het binnenlandse net hierop is aangepast. Een geïntegreerd Europees elektriciteitsnet vraagt een sterk uitgebouwd en betrouwbaar 380 kV net. Het binnenlandse (hoogste) hoogspanningsnet mag de internationale samenwerking niet beperken en moet proactief worden voorbereid.

Daarom voorzien we in dit Federaal Ontwikkelingsplan naast de uitbouw van hybride offshore interconnectoren diverse versterkingen van het onshore net. Die zijn nodig zowel aan de noord- (Van Eyck – Maasbracht) als de zuidgrens (Lonny-Achène-Gramme) van ons elektriciteitssysteem. Maar ook de transportcapaciteit van onze bestaande elektrische ruggengraat (backbone) moet worden versterkt door gebruik te maken van geleiders met een hogere performantie.

Daarnaast zijn er ontbrekende schakels die we moeten wegwerken met de projecten Ventilus en Boucle du Hainaut. Deze nieuwe verbindingen zorgen voor bijkomende onthaalcapaciteit die broodnodig is. Ze zorgen er bovendien voor dat het 380 kV elektriciteitsnet robuuster, betrouwbaarder en stabieler wordt.

Mits het inlussen van kritische verbindingen zoals Stevin en Horta-Mercator, dragen Ventilus en Boucle Du Hainaut bij tot een vermaasd 380 kV net. Zo evolueert het Belgische net van één lus op 380 kV naar drie lussen. Die netwerk architectuur biedt de nodige robuustheid en flexibiliteit om onze centrale positie in het Europese systeem te verankeren en de volgende stappen richting 2050 op een ordelijke manier te organiseren.

FIGUUR 2: ESSENTIËLE EVOLUTIE VAN ÉÉN NAAR DRIE 3 LUSSEN OP 380 KV



PRINCIPE 5.

DE BESTAANDE INFRASTRUCTUUR OPTIMAAL BENUTTEN EN ROBUUSTER MAKEN

De energietransitie kan niet gerealiseerd worden zonder te investeren in nieuwe netinfrastructuur. Om de investeringskosten maximaal onder controle te houden, wordt bij elk nieuw project eerst onderzocht of de bestaande infrastructuur oplossingen biedt; mits aanpassingen en verbeteringen. Het gaat zowel om de integratie van toestellen en processen die toelaten de bestaande infrastructuur maximaal te benutten, als de integratie van nieuwe producten en diensten.

Het optimaal benutten van de bestaande infrastructuur is een belangrijke pijler van dit Federaal ontwikkelingsplan. Het gaat bijvoorbeeld over het toepassen van Dynamic Line Rating voor bovengrondse lijnen, Real Time Thermal Rating voor ondergrondse kabels, installatie van dwarsregeltransformatoren om de stromen beter te regelen, upgraden van bestaande corridors met hoogperformantiegeleiders (HTLS technologie), de optimale uitbating van ALEGrO door middel van de zogenaamde “Evolved flow based[2]” methodologie en een multi-scenario planning van het onderhoud in functie van het weer.

Om het netbeheer nog te verbeteren, onderzoeken we ook het gebruik van artificiële intelligentie en geavanceerde analyse. Deze nieuwe technologieën helpen onze operatoren bij de uitvoering van hun twee belangrijkste kerntaken: het vermijden van congesties en het beheren van de netspanning.

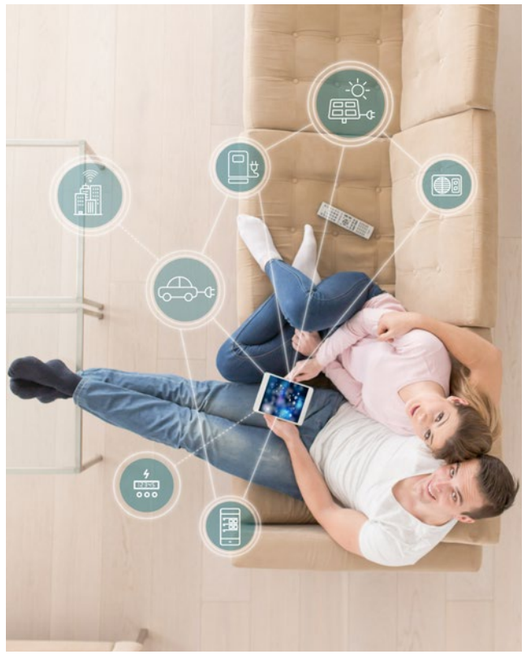
Naast het verbeteren van het systeembeheer werkt Elia ook actief op het optimaliseren van de marktwerking.

Elia heeft zo een voortrekkersrol gespeeld in de ontwikkeling van industriële demand side management en de flexibele nettoegang voor hernieuwbare productie-eenheden.

In juni 2021 heeft Elia Group een visienota voor een Consumer-Centric Market Design (CCMD) gepubliceerd. We pleiten voor een marktmodel waarin consumenten met flexibele assets (Elektrische voertuigen, batterijen, warmtepompen, ...) een actieve rol krijgen in het energiesysteem door hun verbruik aan te passen aan de productie van het moment. De consument kan zijn energiefactuur zo zonder comfortverlies actief beheren. Tegelijk krijgt Elia toegang tot flexibele middelen die helpen bij het optimaal beheren van een hernieuwbaar energiesysteem met toenemende volatiliteit.

In juni 2022 is tevens een belangrijke mijlpaal bereikt in de integratie van het Europese elektriciteitssysteem met de invoering van de zogenaamde **“flow based market coupling”** in de CORE-regio.

In de 13 betrokken landen (België, Oostenrijk, Kroatië, Tsjechië, Frankrijk, Duitsland, Hongarije, Luxemburg, Nederland, Polen, Roemenië, Slovakije en Slovenië) sluit de marktwerking nu beter aan bij de fysische realiteit van het elektriciteitsnet; wat uiteindelijk zorgt voor een efficiënter gebruik.



2 Zie box met betrekking tot de werkingsprincipes van ALEGrO in sectie 4.3.3 Tweede interconnector België - Duitsland

Technische samenvatting

SCENARIOS EN FUNDAMENTELE KEUZES

De doelstelling van langetermijnscenario's is niet het voorspellen van de toekomst, maar wel het mogelijk maken om op transparante wijze de impact van beleidskeuzes, macro-economische trends, technologische evoluties, etc. op de behoeften aan netontwikkelingen te evalueren onder verschillende omstandigheden.

Om de invloed van deze parameters op de netontwikkelingsbehoeften in beeld te brengen, werden verschillende scenario's uitgewerkt. Deze vertonen onderling sterke verschillen om de verscheidene toekomstperspectieven te reflecteren. Elia bevindt zich niet in een positie om aan te geven welk scenario het meest wenselijk of waarschijnlijk is. De keuzes inzake energietransitie worden genomen door de betrokken overheidsinstanties. Elia pleit er dan ook voor dat de overheidsinstanties een energiebeleid uitstippelen vanuit een langetermijnvisie. Door diverse scenario's te hanteren, kan een waaier aan situaties worden gedefinieerd wat toelaat om een netinfrastructuur te ontwerpen, die een robuust antwoord biedt op de noden volgende uit al deze scenario's.

Het Ontwikkelingsplan en de desbetreffende scenario's moeten worden opgesteld op basis van de meest recente prospectieve studie van de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau, die in januari 2015 werd gepubliceerd. Het feit dat er geen recentere prospectieve studie is verschenen, geldt als een passende motivering om voor het voorliggende Ontwikkelingsplan rekening te houden met het laatste aanvullende verslag bij de prospectieve studie, het zogenaamde "monitoringsverslag", dat in december 2021 werd gepubliceerd door de Algemene Directie Energie.

Na overleg in het samenwerkingscomité en volgende op de feedback van de stakeholders werd beslist om de TYNDP-scenario's (welke iedere 2 jaar op een Europees niveau via een extensief consultatieproces opgesteld worden) als eerste basis te gebruiken voor het opstellen van de scenario's gebruikt in dit ontwikkelingsplan. Deze basis wordt vervolgens verfijnd:

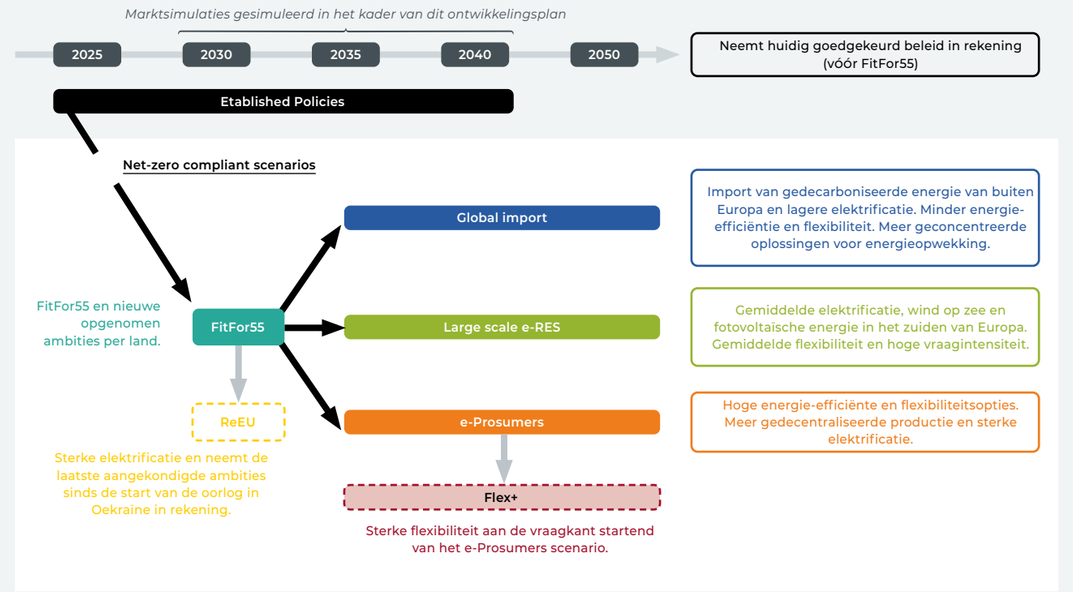
Ten eerste wordt **er rekening gehouden met beschikbare recente informatie** van nationale studies en nieuwe Europese strategieën welke impact hebben op het elektriciteitssysteem. Sinds de TYNDP 2022 dataverzameling zijn er immers veel wijzigingen in nationale en Europese plannen aangekondigd. Hiernaast werden er verscheidene nieuwe nationale studies gepubliceerd dewelke een meer recente blik op de toekomst werpen. In de door Elia opgestelde scenario's werd dus ook op zo goed als mogelijke wijze rekening gehouden met deze nieuwe informatie. Zo bevat het "Fit for 55"-scenario onder andere de Duitse overheidsambitie om 200 GW aan zonnepanelen te installeren tegen 2030 en werd in het "REPowerEU"-scenario rekening gehouden met een offshore wind capaciteit van 21 GW in Nederland.

Ten tweede zijn verscheidene verbeteringen doorgevoerd voor het opstellen, simuleren en evalueren van scenario's. Zo werd voor de marktsimulaties van het voorliggend Federaal Ontwikkelingsplan de flow-based methodologie toegepast, waar dit in het verleden nog een NTC-methodologie was. Verder wordt er ook rekening gehouden met 200 vooruitkijkende klimaatjaren (+clustering).

Ten laatste werd er, complementair aan eerdere processen, in 2021 door Elia de 'Task Force Scenarios' opgericht als consultatief organisme voor het ontwikkelen van deze scenario's. Een belangrijke toegevoegde waarde van dit proces is de co-creatie van verhaallijnen met de verschillende belanghebbenden. De in de Task Force Scenario's opgestelde verhaallijnen bevatten zowel kwalitatieve als kwantitatieve informatie op het gebied van elektrische vraag en aanbod welke vervolgens gebruikt worden voor het uitvoeren van langetermijnstudies van het elektriciteitssysteem.

Figuur 3 toont het overzicht van deze scenario's en geeft tevens ook op kwalitatieve wijze de belangrijkste verschillen tussen de scenario's weer.

FIGUUR 3: SCENARIO'S ALS BASIS VOOR HET ONTWIKKELINGSPLAN



TOT 2030:

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Het EP scenario stelt een toekomst voor waarin hoofdzakelijk de nationale energie- en klimaatplannen gepubliceerd tot en met 2020 gevolgd worden, aangevuld met ambities aangekondigd voorafgaand aan de publicatie van het 'Fit For 55' pakket.

Dit scenario volgt de verhaallijn van "National Trends". De verwachte en gekende beleidskeuzes van ieder land zoals voorgesteld in de nationale energie- en klimaatplannen worden hierin gevolgd. Updates van deze plannen werden in dit scenario geïntegreerd voor zover ze dateren van voor de implementatie van de "Fit For 55" objectieven.

FITFOR55 [FF55]

Het FF55 scenario stelt een toekomst voor waarin tegen 2030 een 55% CO_2 reductie wordt behaald door onder andere een versnelde elektrificatie, bijkomende energie-efficiëntie en een snellere uitrol van HEB, net zoals in het recent aangekondigde "Fit For 55" pakket.

Startend van 'Established Policies' werden in dit scenario de meer ambitieuze klimaatdoelstellingen van het 'Fit For 55' pakket met een impact op de vraag en aanbod van energie geïntegreerd. Het zogenaamde 'MIX' scenario, ontwikkeld door de Europese Commissie als een mogelijk pad om de 'Fit For 55' objectieven te bereiken werd hier als basis aangehouden en verder aangevuld met nationale studies, rapporten en ambities voorafgaand aan de aankondiging van het "Repower Europe" pakket

REPOWEREU [REEU]

Het ReEU scenario stelt een toekomst voor waarin de sinds Russische inval in Oekraïne aangekondigde maatregelen realiteit worden, met een focus op uitfasering van fossiel gas ten voordele van een snellere elektrificatie, energie-efficiëntie, versnelde uitrol van HEB en de productie van groene moleculen.

Dit scenario is tevens het enige in 2030 waar de door de Belgische overheid aangekondigde intentie tot verlenging van de uitbating van 2 GW van het Belgische nucleaire park (Maart 2022) in rekening gebracht werd.

NA 2030:

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Het EP scenario stelt een toekomst voor waarin hoofdzakelijk de nationale energie- en klimaatplannen gepubliceerd tot en met 2020 gevolgd worden, aangevuld met ambities aangekondigd voorafgaand aan de publicatie van het 'Fit For 55' pakket.

GLOBAL IMPORT [GI]

Het GI-scenario stelt een toekomst voor waarin minder doorgedreven ambities op het gebied van onder andere elektrificatie en energie-efficiëntie gecompenseerd worden door deel uit te maken van een geglobaliseerde energiemarkt met een focus op Europese invoer van gedecarboniseerde moleculen om zo te voldoen aan de Europese klimaatdoelen.

Volgend op de TYNDP 2022 "Global Ambition" ligt de nadruk in dit scenario meer op het inzetten van (groene) moleculen dan elektrificatie en zijn verbeteringen op het gebied van energie-efficiëntie in dit scenario minder doorgedreven. Europa is hier dus afhankelijk van het importeren van grote hoeveelheden gedecarboniseerde energie van buiten Europa.

E-PROSUMERS [EPROS]

Het ePros scenario stelt een toekomst voor waarin Europa op meer autonome wijze, door een heel sterke groei van elektrificatie, energie-efficiëntie, flexibiliteit en decentrale energiebronnen, de Europese klimaatdoestellingen behaalt.

Voor het opstellen van dit scenario wordt gestart van de TYNDP 2022 "Distributed Energy" verhaallijn. De focus van dit scenario ligt op het elektrificeren van transport en gedecentraliseerde energieoplossingen, gecombineerd met een efficiëntieverhoging van de finale energievraag. Er wordt ook de nadruk gelegd op flexibiliteit aan vraagzijde.

LARGE SCALE E-RES [LSERES]

Het LSeRES-scenario stelt een toekomst voor waar de elektrificatie zich tussen het "GI" en "ePros"-scenario bevindt, dit gecombineerd met slimme plaatsing van hernieuwbare energiebronnen leidt tot het halen van de Europese klimaatdoelstellingen.

Dit compleet nieuw scenario tracht een middenweg te vinden tussen het "Global Import" en "e-Prosumers" scenario. Zonder af te wijken van klimaatdoelen op de lange termijn wordt hier een combinatie gemaakt van gecentraliseerde HEB (hoofdzakelijk offshore) en decentrale oplossingen terwijl de graad van elektrificatie hoger ligt dan het TYNDP "Global Ambition" scenario. De locatie van HEB werd in dit scenario, startend van de TYNDP-scenario's, herverdeeld over de simulatieperimeter op basis van potentieel en capaciteitsfactor.

FLEX+ [FLEX]

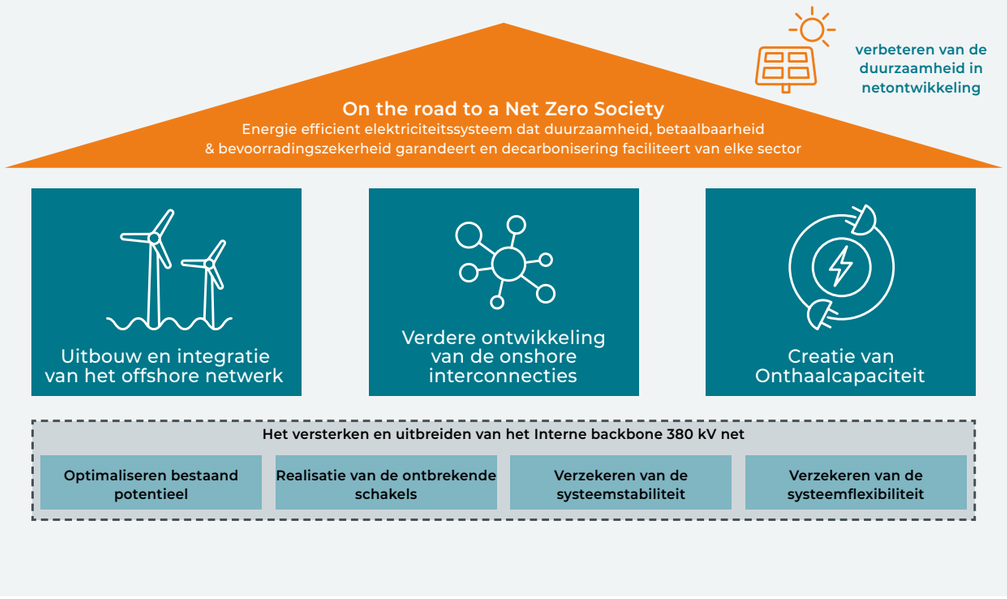
Het FLEX-scenario stelt een toekomst voor waarin bovenop het "ePROS"-scenario zeer sterk wordt ingezet op bijkomende flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in de vorm van opslag en vraagbeheer.

Deze sensitiviteit werd opgesteld startend van het e-Prosumers scenario waarna de flexibiliteit van de energievraag tot een zeer hoog doch nog steeds haalbaar niveau opgevoerd werd.

Deze scenario's werden vervolgens gebruikt voor de identificatie van de systeemnoden en voor de berekening van de marktindicatoren in het kader van de kosten-baten analyse van de grensoverschrijdende projecten die "Ter Goedkeuring" of "Conditioneel voorgelegd worden in dit Federaal Ontwikkelingsplan.

De ontwikkeling van het belgische transmissienet

FIGUUR 4: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN DE UITBOUW VAN HET TRANSMISSIENET



DE FUNDERING – HET VERSTERKEN EN UITBREIDEN VAN HET INTERNE BACKBONE 380 KV NET

Een uitgebouwd en betrouwbaar 380 kV net legt de fundering die nodig is voor het verder uitbouwen van het offshore netwerk, de ontwikkeling van interconnecties en de creatie van onthaalcapaciteit. Gezien de grote noden voor de verdere ontwikkeling van deze drie pijlers, dient deze fundering proactief voldoende sterk en robuust gemaakt te worden, om deze ontwikkelingen mogelijk te maken.

1. OPTIMALISEREN VAN HET BESTAAND POTENTIEEL

WAT?

Verhogen van de transportcapaciteit van de bestaande corridors 380 kV door middel van het vervangen van bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders en uitvoeren van bijhorende mastversterkingen. Waar in het vorige ontwikkelingsplan dit vooral de ring Mercator – Massenhoven- Van Eyck – Gramme – Courcelles – Bruegel betrof, is er de noodzaak om ook de bestaande 380 kV corridors in de Antwerpse Regio tussen de posten Zandvliet-Doel-Mercator en in de Zuid-Oost regio tussen de posten Brume – Gramme – Rimière te versterken.

NOODZAAK EN EFFECT?

Verdubbeling van de transportcapaciteit van het interne 380 kV net, noodzakelijk om de toegenomen stromen ten gevolge van de integratie van hernieuwbare energie, elektrificatie en de uitbouw van grensoverschrijdende capaciteit mogelijk te maken. Dusdanig wordt er voor gezorgd dat het interne net niet de bottleneck vormt voor deze energie-uitwisselingen.

TIMING?

Het versterkingsprogramma is reeds lopende en zal gefaseerd verder uitgerold worden over een periode van ~15 jaar.

2. REALISATIE VAN DE ONTBREKENDE SCHAKELS

WAT?

Ontwikkelingen van nieuwe verbindingen op het 380 kV netwerk om alzo tot een robuust vermaasd 380 kV netwerk te komen. De verbinding **“Boucle Du Hainaut”** is een nieuwe corridor op 380 kV met een transportcapaciteit van 6 GW tussen de posten Avelgem en Courcelles. Hierop aansluitend zal er middels het project tussen de posten Gezelle en Avelgem eveneens een nieuwe corridor van 6 GW op 380 kV gerealiseerd worden, de zogenaamde **“Ventilus”** verbinding.

Op de langere termijn dienen zich nog andere noodzakelijke aanvullingen aan. In de eerste plaats is de uitbouw van de ondergrondse 380 kV kabelverbinding tussen Gezelle en Van Maerlant.

NOODZAAK EN EFFECT?

De nieuwe as **“Boucle Du Hainaut”** tussen Avelgem en het centrum is een essentiële schakel in het 380 kV met een viervoudig objectief.

- Verzekeren van een competitieve en betaalbare toegang tot elektriciteit;
- Het vergroten van de onthaalcapaciteit van hernieuwbare energiebronnen. Deze verbinding zorgt immers voor een sterke en broodnodige toename in de transportcapaciteit van het Westen naar het Centrum. De enige bestaande verbinding op 380 kV tussen Horta en Mercator is immers reeds een bottleneck in het net. Met de voorziene toename in offshore windproductie en interconnectiecapaciteit met het Verenigd Koninkrijk is bijkomende transportcapaciteit absoluut noodzakelijk.
- Het ondersteunen van de economische ontwikkeling in Wallonië en meer bepaald in Henegouwen. Er is een synergie mogelijk met het reeds verzadigde onderliggende 150 kV netwerk, om zodanig de betroffen regio de nodige capaciteit te geven om de verwachte toename van het verbruik te faciliteren. Het gaat hier onder meer over een verdere ontwikkeling in de regio en elektrificatie van de samenleving;
- Het betrouwbaarder maken van de elektriciteitsvoorziening voor de consument. Deze nieuwe verbinding zorgt voor een significante verhoging van de betrouwbaarheid van het 380 kV net. Het plotse verlies van de volledige as Horta-Mercator zou immers, zonder Boucle Du Hainaut een grote impact hebben op het volledige Europese net.

De verbinding **“Ventilus”** beantwoordt eveneens gelijktijdig aan verschillende noden:

- Ventilus is essentieel voor het aansluiten van bijkomende offshore wind: evolutie van 2,3 GW (2020) naar ongeveer 5,8 GW (2030) en de creatie van een offshore energie-hub voor hernieuwbare energie;
- Ventilus is essentieel voor toekomstige ontwikkelingen in het hoogspanningsnet in West-Vlaanderen;
- Het sluiten van de lus met Stevin creëert bijkomende onthaalcapaciteit en levert ook flexibiliteit om in uitvalsituaties of bij noodzakelijke onderhoudswerken de productie van de offshore windmolenparken of de import uit het Verenigd Koninkrijk te borgen.

Door middel van de realisatie van beide projecten evolueert het Belgische net van één lus op 380 kV naar drie lussen, wat essentieel is om de robuustheid en flexibiliteit van het transmissienet te verzekeren.

De verdere uitbouw van de ondergrondse 380 kV kabelverbinding tussen Gezelle en Van Maerlant is een noodzakelijke eerste stap in het kader van de verwachte geleidelijke toename van de offshore windproductie in de eerste zone, de zogenaamde “Repowering”.

TIMING?

De realisatie van Ventilus en Boucle Du Hainaut is voorzien in de periode 2028-2030, in functie van de vooruitgang van de vergunningsprocedures. De timing van de versterking tussen Gezelle en Van Maerlant is nog te bevestigen i.f.v. verdere studies maar wordt verwacht rond 2035.

3. VERZEKEREN VAN DE SYSTEEMSTABILITEIT

WAT?

- Plaatsen van **spanningsregelende middelen** (spoelen en condensatoren) voor het beheer van de spanning op het hoogspanningsnet.
- Installatie van **synchrone compensatoren** in de kustregio.

NOODZAAK EN EFFECT?

De massale integratie van hernieuwbare energie en de afname van conventionele thermische productie-eenheden zorgt voor een fundamentele verandering in het gedrag van het elektriciteitssysteem. Traditioneel wordt de stabiliteit van het transmissienet verzekerd door de aanwezigheid van deze conventionele centrales. Hernieuwbare bronnen beschikken vooralsnog niet over dezelfde of gelijkaardige eigenschappen, waardoor het nodig is om aan de kant van het elektriciteitsnet de nodige maatregelen te nemen om te allen tijde de netstabiliteit te kunnen garanderen.

TIMING?

- Spanningsregelende middelen: doorlopend doorheen de periode van het ontwikkelingsplan. De timing wordt bijgestuurd in functie van de evolutie van het productiepark, de uitbatingsmogelijkheden, de marktontwikkelingen voor reactief vermogen, de evolutie in het reactief gedrag van de belasting als ook regelgevende vereisten. Fase 3 zou tegen 2028 afgerond moeten zijn.
- Synchrone compensatoren: In lijn met de ontwikkeling van offshore windenergie.

4. VERZEKEREN VAN DE SYSTEEMFLEXIBILITEIT

WAT?

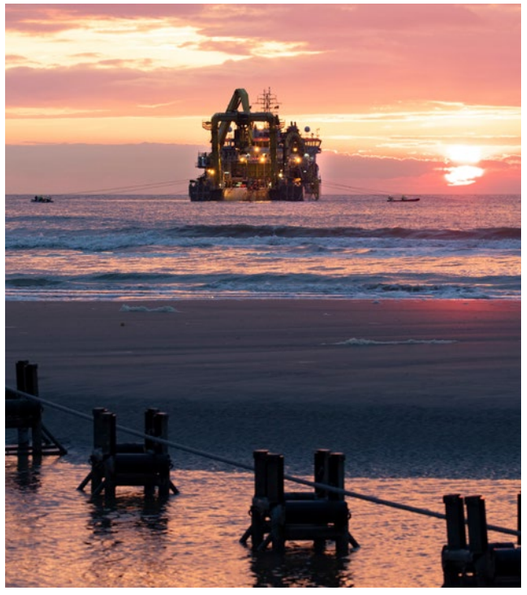
Een enveloppe van verschillende maatregelen die moeten toelaten om de beschikbare flexibiliteit in het elektriciteitssysteem te maximaliseren. Aan de ene kant betreft het initiatieven zoals **Consumer Centric Market Design** en **Flex-in Market** die een invloed hebben op de marktwerking. Verder zal het gebruik van Artificial Intelligence toelaten om in de toekomst een beter operationeel beheer van het net te kunnen toelaten. Om al deze toekomstige uitwisselingen van data te kunnen faciliteren is de brede uitrol van een glasvezelnetwerk door middel van het **Fiber Everywhere** project zeer belangrijk.

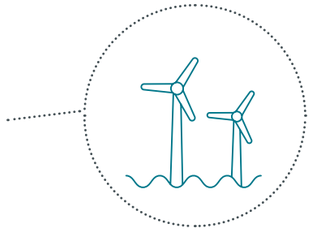
NOODZAAK EN EFFECT?

Voor de realisatie van de energietransitie is de uitbouw van nieuwe netinfrastructuur onontbeerlijk. Een robuust en betrouwbaar on-en offshore net is een absolute voorwaarde voor een geslaagde energietransitie naar een betrouwbaar, duurzaam én betaalbaar energiesysteem. Hiernaast is het evenzeer noodzakelijk om het gebruik van bestaande en toekomstige infrastructuur zo veel als mogelijk te optimaliseren. Het ontwikkelen van flexibiliteit in alle aspecten van het elektriciteitssysteem, zowel qua net als markt, is net zo onontbeerlijk als de ontwikkeling van de infrastructuur.

TIMING?

Het **Fiber Everywhere** project heeft een gefaseerde uitrol over de horizon van het Federaal ontwikkelingsplan. De exacte timing van de andere initiatieven zal bepaald worden na de resultaten van de eerste onderzoeksfasen.





Pijler 1

UITBOUW EN INTEGRATIE VAN HET OFFSHORE NETWERK

WAT?

Ontwikkeling van de nodige offshore infrastructuur om de aansluitingen van zowel de bijkomende offshore windparken en interconnectoren te bundelen en kostenefficiënt aan land te brengen. Dit wordt verzekerd door middel van de creatie van een energie-eiland voor de Belgische kust en de constructie van een energie-hub op dit eiland. Er wordt rekening gehouden met een mogelijke toekomstige vermazing van het offshore net om het volledige potentieel van de Noordzee te kunnen capteren.

De bijkomende ambities van de Belgische overheid, zoals bepaald in maart 2022, zullen aanleiding geven tot een verdere uitbouw van dit netwerk. Deze uitbreiding is onder studie en zal deel uitmaken van een volgend ontwikkelingsplan.

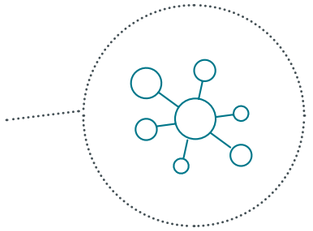
NOODZAAK EN EFFECT?

Creatie van een toegangspoort naar het enorme potentieel aan hernieuwbare energie in de Noordzee – “De groene elektriciteitscentrale van de toekomst”. Gezien de inlandse hernieuwbare energiebronnen ontoereikend zijn voor een volledige decarbonisatie en de ligging aan de Noordzee verzekert België zich op deze manier van rechtstreekse toegang tot dit hernieuwbare potentieel.

De creatie van hybride interconnectoren Nautilus en TritonLink, die de functionaliteiten van de aansluiting van hernieuwbare energie en grensoverschrijdende verbinding combineren, laten toe om optimaal gebruik te maken van de infrastructuur en geven toegang tot bijkomende en gedecorrelereerde hernieuwbare energieproductie.

TIMING?

- Prinses Elisabeth Eiland & MOG 2: 2028-2030
- Nautilus : 2030
- TritonLink : 2031-2032



Pijler 2

VERDERE ONTWIKKELING VAN DE ONSHORE INTERCONNECTIES

WAT?

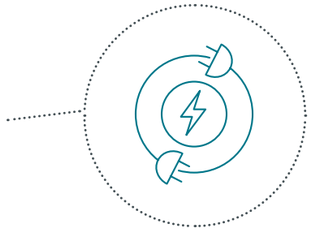
Maximaal versterken van de bestaande interconnectiecapaciteit met Frankrijk en Nederland door het aanbrengen van hoogperformantiegeleiders en/of dwarsregeltransformatoren op de verbindingen Lonny (FR)-Achène-Gramme en Maasbracht (NL) – Van Eyck. Ontwikkeling van een tweede HVDC interconnector met Duitsland.

NOODZAAK EN EFFECT?

Interconnecties dragen bij tot bevoorradingszekerheid, prijsconvergentie en het decarboniseren van het Europese elektriciteitssysteem door hernieuwbare energie op Europese schaal te integreren. Interconnecties zorgen voor een uitmiddelingseffect van de hernieuwbare energie waardoor de productieschommelingen op Europees niveau opgevangen kunnen worden.

TIMING?

- Lonny (FR) – Achêne – Gramme: 2030 - 2032
- Van Eyck – Maasbracht (NL): 2032 - 2034
- Tweede interconnector België – Duitsland : 2037 - 2038



Pijler 3

CREATIE VAN ONTHAALCAPACITEIT

WAT?

Aan de ene kant, creatie van bijkomende aansluitingspunten, verspreid over het Belgische grondgebied, op het 380 kV net voor rechtstreekse aansluiting van netgebruikers en bijkomende transformatie naar de lager gelegen spanningsniveaus.

Aan de andere kant voorzien van de nodige netontwikkelingen voor het onthaal van nieuwe centrale productie-eenheden en opslag.

NOODZAAK EN EFFECT?

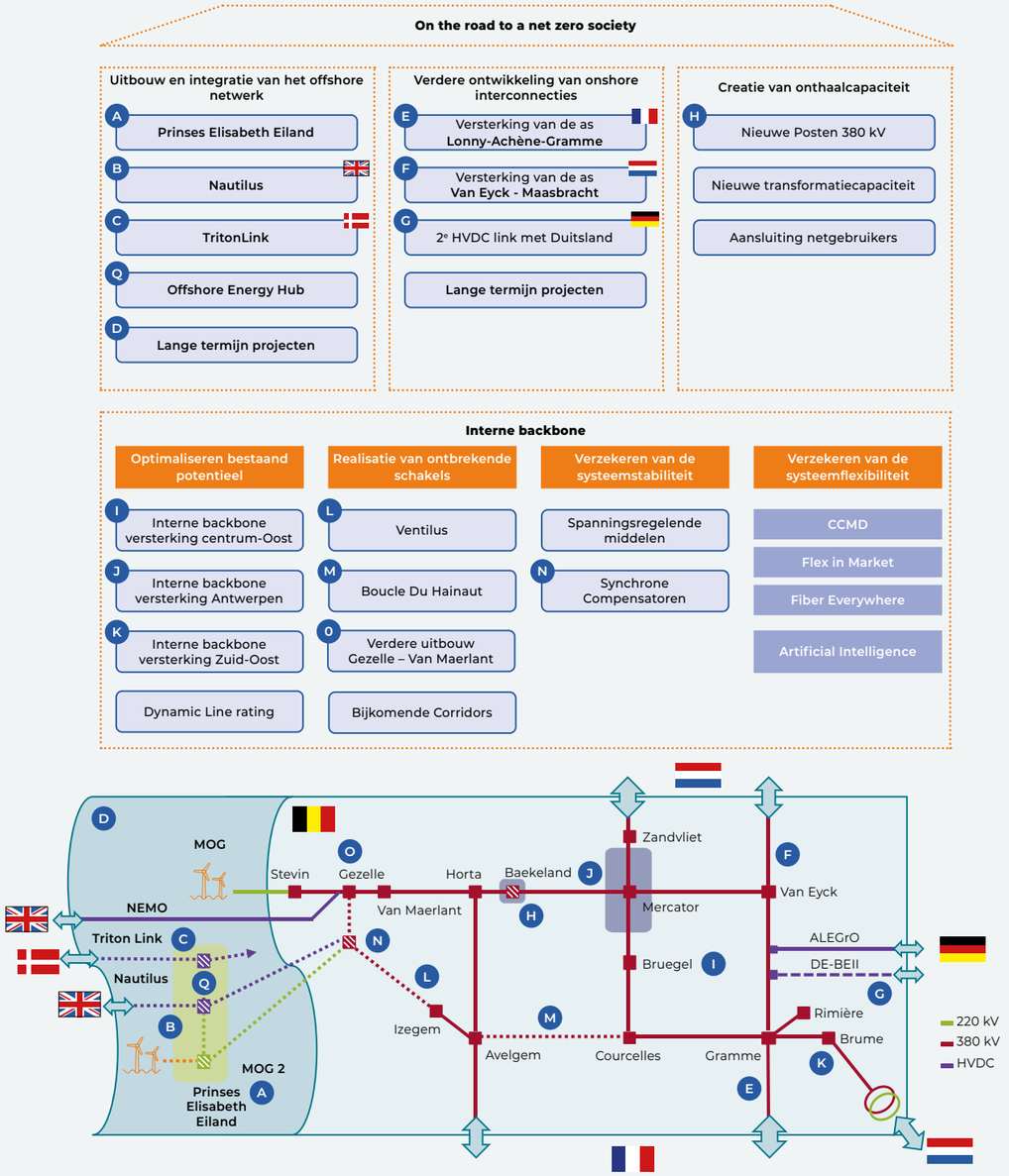
Het faciliteren van de elektrificatie in zowel de residentiële als industriële sector vraagt een proactieve aanpak om deze infrastructuur tijdig te kunnen realiseren. Voor de grote netgebruikers zal een aansluiting op het 380 kV net mogelijk gemaakt worden. Dit laat eveneens toe om in een eerste fase snel capaciteit vrij te maken op de lager gelegen netten voor de elektrificatie van kleinere netgebruikers. In een tweede fase wordt er bijkomende transformatiecapaciteit voorzien. Een eerste concreet voorbeeld is de post **“Baekeland”** in het Gentse.

De nood aan nieuwe centrale productie-eenheden en opslag volgt uit het resultaat van de CRM-veiling.

TIMING?

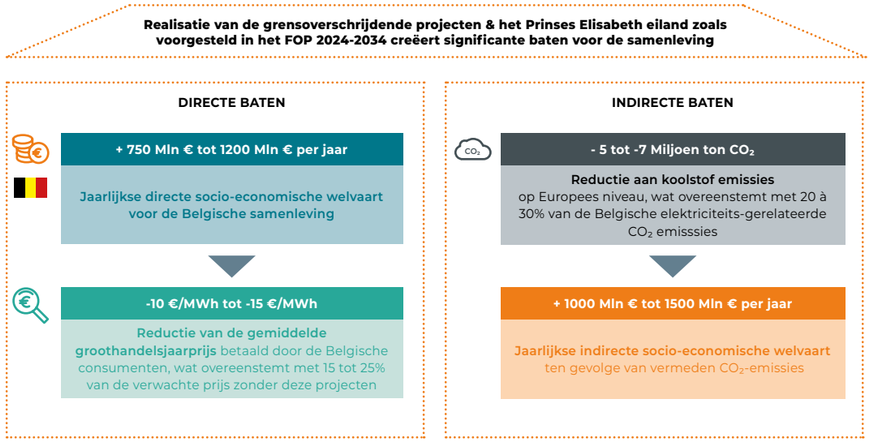
Gespreid over de periode 2024-2034

FIGUUR 5: OVERZICHT VAN DE INFRASTRUCTUURONTWIKKELINGEN VAN HET HORIZONTAAL SYSTEEM



SIGNIFICANTE BATEN VOOR DE BELGISCHE SAMENLEVING

De realisatie van elektrische interconnectoren en het Prinses Elisabeth eiland zorgt niet alleen voor een robuuster elektriciteitsnet dat grotere volumes aan hernieuwbare energie kan transporteren. De bijkomende projecten brengen ook socio-economische baten die de welvaart van de Belgische en Europese samenleving versterken. Zo is er een direct effect op de gemiddelde groothandelsjaarprijs voor elektriciteit in België (-10 tot -15 euro per MWh vergeleken met de toekomstige situatie wanneer deze projecten niet geraliseerd zouden worden). Er zijn ook indirecte baten door de aanzienlijke vermindering van de CO_2-uitstoot (1000 tot 1500 miljoen euro per jaar).



LANGE TERMIJN FACILITATIE VAN DE ENERGIETRANSITIE

De hierboven voorgestelde projecten kaderen binnen de tijdshorizon van dit Ontwikkelingsplan als antwoord op de uitdagingen die de verschillende bestudeerde scenario's van de Belgische en Europese Energiemix met zich meebrengen. De horizon 2034 is echter niet het eindpunt van de energietransitie, maar een tussenstap op weg naar de volledige decarbonisatie van de volledige energiesector tegen 2050.

Hoe verder de horizon, hoe meer onduidelijkheid er echter bestaat over de mogelijke evoluties, hypothesen en ontwikkeling van de technologie. Net om die reden wordt het Federaal Ontwikkelingsplan elke 4 jaar opnieuw bijgewerkt. In dit kader worden in het voorliggend Federaal ontwikkelingsplan reeds een aantal indicatieve studieprojecten voorgelegd, met als doel tijdig te anticiperen op deze evoluties.

In de eerste plaats is er de **"Verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Noordzee"**, waarbij er gevolg gegeven wordt aan de ambitie van de Belgische overheid om de hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee te verhogen tot 8 GW.

Ten tweede onderneemt Elia, onder de noemer van het studieproject **"Ontwikkeling van een 3e hybride offshore systeem"** proactief actie met andere Noordzeelanden om de volgende concrete stap in de ontwikkeling van het offshore net te definiëren en toekomstige hybride projecten met de meeste toegevoegde waarde voor de samenleving te selecteren. Voor wat betreft de lange termijn ambitie op de horizon 2050 blijft Elia betrokken bij de studies omtrent de verdere ontwikkeling & integratie van een **vermaasd grensoverschrijdend net in de Noordzee**, voortbouwend op de hierboven toegelichte eerste stappen.

Volgend uit de verscheidene studies ter identificatie van de systeemnoden, blijkt dat ook **onshore interconnecties** op de lange termijn verder uitgebouwd moeten worden. Concrete pisten met Nederland, Frankrijk of Duitsland moeten in dit kader verder onderzocht worden.

Om deze evoluties mogelijk te maken, dient het interne net logischerwijze tijdelijk mee te evolueren. In dit kader is Elia gestart met een onderzoek om deze toekomstige capaciteitsnoden op de horizonten 2040 en 2050 reeds in kaart te brengen en de strategie met betrekking tot een stapsgewijze uitrol van bijkomende corridors in de Belgische backbone te bepalen. Het doel is om zoals steeds een oplossing voor te stellen die maximaal beantwoordt aan alle netnoden, die rekening houdt met een robuust 380 kV-net en maximaal inzet op de publieke aanvaarding van het project. In dit kader volgt Elia de evoluties in de technologie, zowel boven- als ondergronds, van nabij op.

PIJLERS VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET TRANSMISSIENET 220 KV, 150 KV EN 110 KV

Dit ontwikkelingsplan omvat eveneens een belangrijk investeringsprogramma voor de transmissienetten 220 kV, 150 kV en 110 kV die van cruciaal belang zijn voor het lokale bevoorradingszekerheid en het aansluiten van middelgrote centrale en decentrale productie-eenheden. Hier ook wordt maximaal gebruik gemaakt van flexibiliteit om de gepaste investeringen in te plannen.

De investeringen in de transmissienetten 220 kV, 150 kV en 110 kV kaderen vaak binnen een algemene visie die uitgewerkt werd om te beantwoorden aan een specifieke behoefte of groep van behoeften:

FIGUUR 6: PIJLERS VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET TRANSMISSIENET 220 KV, 150 KV EN 110 KV

1. ONTKOPPELEN VAN DE NETTEN MET EEN LAGER SPANNINGSNIVEAU

De grotere stromen op het 380 kV backbone net, gekoppeld aan de ontwikkeling van de Europese energiemarkt, leiden tot ontoelaatbare stromen in het onderliggende transmissienetwerk. De visie bestaat er in deze netten te gaan ontkoppelen en uit te baten als geïsoleerde zones. De afgenomen onderlinge ondersteuning tussen de 150 kV-zones vereist echter wel dat deze zones lokaal beter gekoppeld worden met het bovenliggende 380 kV backbone net door het plaatsen van bijkomende transformatoren 380/150 kV en 380/220 kV.

2. VERHOGEN VAN DE KORTSLUITVASTHEID VAN HET 150 KV-NET

Door een gestaag toenemend aantal kabelverbindingen ten opzichte van luchtlijnen en verhogen van het aantal koppelpunten met het 380 kV backbone net vergroot het kortsluitvermogen in de 150 kV-netten. In dit kader omvat dit ontwikkelingsplan diverse investeringen die voorzien in meer performante hoogspanningstoestellen om de bedrijfszekerheid en veiligheid te kunnen blijven garanderen.

3. INTEGRATIE VAN CENTRALE EN DECENTRALE PRODUCTIE-EENHEDEN

Het bestaande transmissienet laat reeds een verregaande integratie van productie-eenheden toe. Een versterking van het transmissienet wordt echter voorzien op plaatsen waar nog een groot potentieel aan bijkomende productie wordt verwacht.

4. VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIECAPACITEIT NAAR HET MIDDENSPANNINGSNET TEN GEVOLGE VAN EEN EVOLUTIE VAN HET VERBRUIK

Het transmissienet omvat een groot aantal koppelpunten met het middenspanningsnet waarop onder andere het residentieel verbruik, KMO's en kleine industrie aangesloten is. Een algemene toename van het verbruik, zekere in de context van een verhoogde elektrificatie, kan bijgevolg op een aantal koppelpunten leiden tot een nood aan versterking van de transformatiecapaciteit.

5. VERVANGINGSINVESTERINGEN

De buitengebruikstelling van netinfrastructuur ten gevolge van veroudering wordt zo precies mogelijk bepaald door systematische opvolging van de performantie van de uitrustingen. De netinfrastructuur wordt hierbij niet systematisch identiek gereconstrueerd. Voor het vervangen van verouderde infrastructuur wordt altijd de voorkeur gegeven aan de technisch en economisch beste oplossing. Waar aangewezen, wordt een geïsoleerd 1-op-1 vervangingsproject opgestart teneinde de vervangingsnoden te dekken.

6. RATIONALISEREN VAN HET 36 KV EN 70 KV TRANSPORTNET NAAR EEN HOGER SPANNINGSNIVEAU

Een toename van het lokale elektriciteitsverbruik of de komst van decentrale productie kan ervoor zorgen dat de capaciteit van het lokale 36 kV of 70 kV net overstegen wordt. Een evolutie naar een hoger spanningsniveau zoals 110 kV of 150 kV krijgt vaak de voorkeur ten opzichte van een verdere versterking van de bestaande netten. Zo'n upgrade is doorgaans kosten- en energie-efficiënter.

ONTWIKKELINGSMETHODOLOGIE EN VERBETEREN VAN DE DUURZAAMHEID IN NETONTWIKKELING

Bij het identificeren van de investeringsbehoeften wordt in de eerste plaats gekeken naar mogelijke optimalisaties. Dankzij nieuwe methodes van systeem- en infrastructuurmanagement, het gebruik van nieuwe technologieën en toepassen van flexibiliteit waar mogelijk, beheert Elia het elektriciteitsnet steeds dichter tegen de limieten. Als een versterking van het elektriciteitsnet toch noodzakelijk is, bestudeert Elia eerst of dit mogelijk is binnen de bestaande corridor. Dit kan bv. door het aanbrengen van performantere geleiders, dwarsregeltransformatoren, flexibele nettoegang of de plaatsing van toestellen om meer capaciteit te benutten op een bestaande lijn in functie van de meteorologische omstandigheden. Pas in laatste instantie en als er werkelijk geen andere optie mogelijk is, wordt overwogen om nieuwe corridors te ontwikkelen. **Investeren in nieuwe netinfrastructuur gebeurt bij voorkeur binnen een bestaande corridor. Enkel als geen andere optie mogelijk is, wordt overwogen om nieuwe corridors te ontwikkelen.**

Het tegengaan van klimaatverandering beïnvloedt dit proces op twee manieren. Enerzijds dient Elia in zijn hoedanigheid als Transmissienetbeheerder de verduurzaming van de energiesector te faciliteren en het transmissienet hiervoor tijdig voor te bereiden, zoals bijvoorbeeld voor de integratie van hernieuwbare energie en elektrificatie. **Ook wordt, in de beoordeling en de keuze van de grensoverschrijdende infrastructuurprojecten, voor de eerste keer in dit Federaal Ontwikkelingsplan, de variatie aan CO_2-emissies die dit project met zich meebrengt, en de hieraan gelinkte additionele baten voor de samenleving specifiek berekend en in rekening gebracht bij de selectie van het project.**

Anderzijds brengen de activiteiten voor het uitbouwen, uitbaten en onderhouden van het transmissienet ook CO_2-emissies met zich mee. In dit kader werkt Elia aan een stappenplan om op termijn het gebruik van SF6-gas, een krachtig broeikasgas met een opwarmingspotentieel van bijna 24.000[3], in zijn hoogspanningsinstallaties te beperken. Tevens start ook het project **Green Substations**, met als doel de energie-efficiëntie van de +/- 1.200 gebouwen in onderstations te verbeteren.

In het algemeen is CO_2 (en equivalenten) reeds een belangrijke parameter in het beslissingsproces van Elia en zal het gewicht van deze parameter in de komende jaren toenemen. Elia wenst zowel in zijn rol als TSO en de verduurzaming van de energiesector als in zijn dagelijkse activiteiten zijn CO_2 afdruk te doen dalen door de CO_2 impact expliciet te integreren in al zijn beslissingen.

ONS ENGAGEMENT

1. DE BOUW VAN NIEUWE INFRASTRUCTUUR zoveel mogelijk minimaliseren door voorrang te geven aan het optimaliseren en verbeteren van de bestaande infrastructuur

2. EEN DUURZAAM SYSTEEM SAMENWERKING gedurende het volledige ontwikkelingsproces en dat vanaf een heel vroeg stadium

3. RESPECT VOOR MENS, MILIEU EN KLIMAAT bij het bouwen en de exploitatie van onze infrastructuur

3 Dit betekent dat de uitstoot van 1 kg SF6 hetzelfde effect op de klimaatopwarming als de uitstoot van (bijna) 24 ton CO_2.

1 Context

1.1 Wettelijk kader

1.2 De Energietransitie – Klimaatneutraliteit tegen 2050

1.3 Drijfveren van de Netontwikkeling

1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net

1.5 Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia

1.1 Wettelijk kader

1.1.1. ELIA

Elia Transmission Belgium is de beheerder van het transmissienet voor elektriciteit in België, waarbij de infrastructuur eigendom is van haar dochteronderneming Elia Asset, waarmee Elia Transmission Belgium één enkele economische entiteit vormt actief onder de naam Elia.

Elia Transmission Belgium wordt – naargelang het federaal of gewestelijk regelgevend kader – aangewezen als: beheerder van het transmissienet voor elektriciteit op federaal niveau voor de spanningsniveaus 380/220/150/110 kV, plaatselijk transmissienetbeheerder in het Waals Gewest, gewestelijk transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en beheerder van het plaatselijke vervoernet in het Vlaams Gewest, in deze drie gevallen voor de netten van 70 kV tot en met 30 kV (met enkele uitzonderingen waarvoor het spanningsniveau lager is)[1].

Elia is voor 100% eigenaar van het elektriciteitsnet op zeer hoge spanning (380 kV tot 110 kV) en van bijna alle hoogspanningsnetten (van 70 kV tot 30 kV, op basis van een nominale lijst) in België[2].

1.1.2. ROL VAN DE BEHEERDER VAN HET TRANSMISSIENET VOOR ELEKTRICITEIT IN BELGIË IN HET KADER VAN DE VRIJGEMAAKTE ELEKTRICITEITSMARKT

De openstelling van de elektriciteitsmarkt voor concurrentie werd op gang gebracht door richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne elektriciteitsmarkt. De jongste richtlijn (EU) 2019/944 betreffende de interne elektriciteitsmarkt, aangenomen op Europees niveau, werd in mei 2019 goedgekeurd. Die richtlijn wordt momenteel omgezet in de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (“Elektriciteitswet”).

In het kader van deze Europese wetgeving worden de productie en de levering van elektriciteit georganiseerd volgens de beginselen van de vrije mededinging. De elektriciteitstransmissie daarentegen is het voorwerp van een natuurlijk monopolie. Er is dus een unieke rol weggelegd voor de transmissienetten: ze vertegenwoordigen een gemeenschappelijke drager voor de verschillende marktspelers, onder het toezicht van een federale en gewestelijke regulatoren, in functie van de bevoegdheidsverdeling met betrekking tot elektriciteit.

Als transmissienetbeheerder vervult Elia een drievoudige missie.

FIGUUR 1.1: DE DRIE OPDRACHTEN VAN ELIA

1 Op federaal niveau werd Elia bij ministerieel besluit van 13 januari 2020 aangewezen tot transmissienetbeheerder voor een nieuwe periode van 20 jaar vanaf 1 januari 2020. Voor het Vlaams Gewest werd Elia krachtens een beslissing van de VREG van 8 februari 2012 aangewezen tot beheerder van het plaatselijke vervoernet voor een periode van 12 jaar, vanaf 1 januari 2012. Voor het Waals Gewest werd Elia aangewezen tot plaatselijk transmissienetbeheerder krachtens dezelfde procedure als de federale transmissienetbeheerder, i.e. bij ministerieel besluit van 13 mei 2020, eveneens voor een periode van 20 jaar. Voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest werd Elia aangewezen tot gewestelijk transmissienetbeheerder voor een nieuwe periode van 20 jaar vanaf 1 januari 2020 bij besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 19 december 2019.

2 Elia is eigenaar geworden van het 70 kV-net van Nethys in de Luikse regio dat de onderneming exploiteerde als plaatselijk transmissienetbeheerder in het Waals Gewest maar waarvan Nethys eigenaar was gebleven. De eigendomsoverdracht is van kracht geworden op 1 juli 2019.

DE INFRASTRUCTUUR BEHEREN

Terwijl het beheer van de infrastructuur vroeger hoofdzakelijk gebaseerd was op de elektriciteitsbehoeften, is er nu nood aan een bredere benadering van dit beheer, rekening gehouden met de evolutie naar een duurzame, inclusieve, koolstofneutrale en circulaire economie, waarbij alle sectoren betrokken zijn. Tegen 2050 moet koolstofneutraliteit worden bereikt. Binnen dit kader wordt de elektriciteitssector duidelijk erkend als een essentiële katalysator voor alle sectoren van een samenleving zonder uitstoot van broeikasgassen. Om dit te bereiken is Europa de verbintenis aangegaan om offshore-windenergie in Europese wateren maximaal te ontwikkelen en om te evolueren naar een geïntegreerd energiesysteem waarin energie-efficiëntie en elektrificatie een cruciale rol spelen. Het transmissienet moet dus worden aangepast om deze evolutie te vergemakkelijken.

Om de ontwikkeling van het Europese elektriciteitsnet, zowel onshore als offshore, en daarmee de marktintegratie te bevorderen, heeft de Europese wetgever de TEN-E-verordening (Trans-European Networks for Energy) herzien. Deze regelgeving strekt ertoe de status van Project of Common Interest (PCI, project van gemeenschappelijk belang) te verlenen aan grote infrastructuurprojecten in EU-landen, zoals interconnecties. Dit brengt diverse voordelen mee voor de betrokken projecten, zoals een versnelde vergunningsprocedure, een gunstige regulatoire behandeling alsook de mogelijkheid om toegang te krijgen tot het Europees fonds “Connecting Europe Facility” (CEF). Het herziene kader biedt ook de mogelijkheid na te gaan of interconnectieprojecten met landen buiten de EU in overweging kunnen worden genomen (Project of Mutual Interest, PMI). Voor een klein land als België kan de PCI/PMI-status een strategische rol spelen. De behoefte aan interconnectie is immers groot, zowel met de buurlanden als met landen op grotere afstand.

Tot slot wordt de infrastructuur van het elektriciteitstransmissienet als kritiek gedefinieerd en dus moet er worden voorzien in een aantal specifieke beveiligings- en beschermingsmaatregelen. Die maatregelen worden vastgesteld overeenkomstig de bepalingen van hoofdstuk 2 van de wet van 1 juli 2011[3]. Bovendien is het van essentieel belang dat de transmissienetbeheerder op een efficiënte en veilige manier met de netgebruikers kan communiceren, zelfs in geval van een onderbreking van de elektriciteitsbevoorrading. Daartoe beschikt Elia over een specifiek communicatienetwerk met de nodige back-up oplossingen om te voldoen aan hoofdstuk 5 van de netcode over de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet[4].

HET ELEKTRICITEITSSYSTEEM BEHEREN

De energietransitie heeft een grote impact op de manier waarop het elektriciteitsnet wordt gebruikt. Enerzijds evolueert de energieproductiemix naar gedecentraliseerde en hernieuwbare productiebronnen, terwijl anderzijds de verbruiksgewoonten veranderen door nieuwe vormen van gebruik (verwarming via warmtepompen, elektrische mobiliteit ...). Door de aard van deze ontwikkelingen worden de elektriciteitsstromen steeds volatieler en moeilijker voorspelbaar, daar ze snel kunnen variëren in ruimte en tijd. Om het elektriciteitssysteem in evenwicht te houden tussen productie en verbruik en om deze veranderingen in de stromen te beheren, is het nodig over steeds meer middelen voor het beheer van de vraag te beschikken, terwijl het vroeger volstond om enkel de productie te beheren. Het is dan ook van essentieel belang te beschikken over geavanceerde tools - met name digitale tools - en processen alsook over specifieke vaardigheden om het systeem 24 uur per dag, het hele jaar door, in evenwicht te houden. Daar elektriciteit niet in grote hoeveelheden kan worden opgeslagen, moet dit evenwicht in real time worden gehandhaafd om een betrouwbare bevoorrading en een efficiënt operationeel beheer van het hoogspanningsnet te waarborgen.

Daartoe heeft de wet van 30 juli 2018 de Elektriciteitswet van 29 april 1999 gewijzigd, opdat Elia om de twee jaar een studie zou uitvoeren waarin het een analyse maakt van de behoeften van het Belgische energiesysteem op het vlak van adequacy en flexibiliteit over een periode van 10 jaar. De jongste adequacy- en flexibiliteitsstudie is verschenen in juli 2021 [ELI-1].

Tot slot heeft de wet van 22 april 2019 de Elektriciteitswet van 29 april 1999 gewijzigd om een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te voeren. Deze wet werd vervolgens gewijzigd door de wet van 15 maart 2021[5] met als doel het kader vast te stellen dat nodig is voor de koninklijke besluiten dewelke de modaliteiten van het mechanisme vastleggen. Het CRM beoogt een voldoend niveau van bevoorradingszekerheid te garanderen vanaf het jaar 2025, wanneer de nucleaire productie in België geleidelijk zal beginnen afnemen.

DE MARKT FACILITEREN

Elia vervult deze rol ten volle door diensten en mechanismen te organiseren die de toegang van de gebruikers tot het net vergemakkelijken, bijdragen tot de liquiditeit van de elektriciteitsmarkt door de opkomst van nieuwe technologieën te ondersteunen of door de voorwaarden voor deelname technologieneutraal te maken, en grensoverschrijdende uitwisselingen over verschillende tijdshorizonten bevorderen. Elia heeft hiertoe verschillende mechanismen ingevoerd, zowel op het niveau van de Belgische markt als op het niveau van het beheer van de internationale interconnecties.

3 Wet van 1 juli 2011 betreffende de beveiliging en de bescherming van de kritieke infrastructuren.

4 Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet.

5 Wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot wijziging van de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen.

In de afgelopen jaren zijn er verschillende stappen gezet op het vlak van de integratie van de Europese markt, met onder andere de lancering van de marktkoppeling gebaseerd op de stromen (flow-based) in de day-ahead-markten van de regio Centraal-West-Europa, die ondertussen is uitgebreid tot een groot deel van het Europese vasteland (CORE-regio), en de integratie van de intra-daymarkten op pan-Europees niveau. Deze belangrijke stappen in de richting van een geïntegreerde elektriciteitsmarkt sluiten aan bij de huidige implementatie van de netcode inzake capaciteitstoewijzing en congestiebeheer[6]. De capaciteiten die ter beschikking worden gesteld van de grensoverschrijdende uitwisselingen zullen eveneens groter worden met de geleidelijke invoering van de 70%-regel als gevolg van de toepassing van het Clean Energy Package[7], dat bepaalt dat minimaal 70% van de netcapaciteit ter beschikking van de markt moet worden gesteld.

Het toekomstige energiebeleid van België wordt ook sterk beïnvloed door de Europese doelstellingen inzake klimaatneutraliteit zoals ze worden voorgesteld in de Green Deal.

De Europese klimaatwet[8] neemt de verbintenis vanwege de EU ten gunste van klimaatneutraliteit, evenals de tussentijdse doelstelling om de netto broeikasgasemissies tegen 2030 met ten minste 55% te verminderen in vergelijking met de niveaus van 1990, op in bindende wetgeving. Bovendien worden de EU-richtlijnen inzake hernieuwbare-energieproductie en energie-efficiëntie grondig herzien om rekening te houden met deze nieuwe doelstellingen in het kader van het wetgevingspakket “Fit for 55” en het REPowerEU plan van de Europese Unie[9]. De Europese richtlijn inzake hernieuwbare-energiebronnen (Renewable Energy Directive – RED) ligt aan de oorsprong van de verbintenissen die de federale staat en de gewesten zijn aangegaan om tegen 2030 dwingende doelstellingen te bereiken wat betreft de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. Voorts zijn de Europese eisen inzake energie-efficiëntie (Energy Efficiency Directive – EED) er in de eerste plaats op gericht de behoefte aan primaire energie te beperken. Deze Europese richtlijnen hebben een invloed op de activiteiten van Elia, daar het net zal moeten worden aangepast aan de nieuwe uitdagingen van de energietransitie.

Tot slot stelt de Elektriciteitswet een wettelijk kader vast voor de bouw en de exploitatie van het Modular Offshore Grid (MOG)[10], dat volledig deel uitmaakt van het elektriciteitstransmissienet. Dit is offshore netinfrastructuur waarmee de productie van de verschillende offshore windparken (of van andere hernieuwbare energiebronnen) collectief kan worden vervoerd naar het onshore elektriciteitstransmissienet.

Hoewel de opdrachten op het gebied van netbeheer nog steeds rond deze drie pijlers zijn gestructureerd, ondergaat de concrete omzetting ervan in acties in aanzienlijke mate de weerslag van de uitdagingen op het vlak van energietransitie, bevoorradingszekerheid en energieonafhankelijkheid.

Bovendien valt te verwachten dat de opdrachten inzake netbeheer zullen worden uitgebreid met een nieuwe pijler die verband houdt met gegevensbeheer. De bovengenoemde uitdagingen kunnen immers niet worden aangegaan zonder een verregaand gebruik van digitalisering in de verschillende segmenten van haar activiteiten en in de interacties met de netgebruikers. Daarbij zal gegevensbeheer zeker een nieuwe essentiële pijler worden van de activiteiten van transmissienetbeheer[11].

6 Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer.

7 Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

8 Verordening (EU) 2021/1119 van het Europees Parlement en de Raad van 30 juni 2021 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999 (“Europese klimaatwet”).

9 Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen. Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG. Richtlijn (EU) 2018/2002 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 houdende wijziging van Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie.

10 Het gaat om de wet van 12 mei 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, met het oog op het instellen van een wettelijk kader voor het Modular Offshore Grid.

11 Zie artikel 40 van Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU.

1.1.3. OPMAAK VAN EEN ONTWIKKELINGSPLAN VOOR HET ELEKTRICITEITSTRANSMISSIENET

Dit document vervangt het vorige Federaal Ontwikkelingsplan voor het elektriciteitstransmissienet 2020-2030, zoals goedgekeurd op 26 april 2019, dat de netbeheerder moet opstellen in overeenstemming met de Elektriciteitswet.

1.1.3.1. Wettelijke context met betrekking tot het ontwikkelingsplan

De algemene bepalingen betreffende de opmaak van het Ontwikkelingsplan zijn opgenomen in de Elektriciteitswet en in het koninklijk besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het Ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit. Artikel 13 §2 van de Elektriciteitswet bepaalt dat het Ontwikkelingsplan enerzijds een gedetailleerde raming moet bevatten van de behoeften aan transmissiecapaciteit, samen met een indicatie van de onderliggende hypothesen, en anderzijds het investeringsprogramma in verband waarmee de netbeheerder de verbintenis aangaat om het uit te voeren teneinde aan die behoeften tegemoet te komen. Het Ontwikkelingsplan moet betrekking hebben op een periode van 10 jaar.

Het Ontwikkelingsplan houdt ook rekening met de behoefte aan passende reservecapaciteit en met de projecten van gemeenschappelijk belang (“Projects of Common Interest”) voor België die de Europese Commissie heeft geselecteerd. In dit verband moet worden benadrukt dat de projecten van gemeenschappelijk belang die in 2021 werden geselecteerd (5de lijst) overeenkomstig de Europese verordening (EU) 347/2013[12], zijn opgenomen in het huidige Ontwikkelingsplan (i.e. de projecten Brabo II & III en Lonny-Achêne-Gramme). Zoals bepaald in artikel 3 van de Elektriciteitswet moet er bij de opmaak van het Ontwikkelingsplan rekening worden gehouden met de laatste prospectieve studie betreffende de middelen voor elektriciteitsproductie die de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau heeft opgesteld. Deze studie kreeg de vorm van een monitoringverslag dat dienst doet als prospectieve studie voor elektriciteit en werd gepubliceerd in december 2019 [FOD-1]. Mits passende motivering kan eveneens rekening worden gehouden met de documenten, die voortkomen uit de lopende procedure van de periodieke aanpassing van de prospectieve studie. In december 2021, heeft de Algemene Directie Energie een aanvullend verslag op de laatste prospectieve studie opgesteld, het zogenoemde “monitoringverslag” [FOD-2].

Bij toepassing van de bepalingen van de artikelen 9 tot 14 van de wet van 13 februari 2006[13] wordt het ontwerp van Ontwikkelingsplan beschikbaar gesteld voor openbare raadpleging. Ook de milieueffecten worden beoordeeld.

Krachtens artikel 34 van de Europese verordening (EU) 2019/943 moet de Belgische netbeheerder, samen met de andere netbeheerders van de Europese Unie binnen ENTSO-E, bijdragen tot de verwezenlijking van het “tienjarig ontwikkelingsplan voor het Europees net” (TYNDP). Er dient te worden onderstreept dat het huidige Ontwikkelingsplan aansluit bij het TYNDP2022 en rekening houdt met de gebruikelijke methode van de evaluatie van de projecten voor deze ontwikkelingsplannen. De laatste versie van het TYNDP is beschikbaar op de website van ENTSO-E [ENT-1].

1.1.3.2. Verband met de gewestelijke plannen

Elia is aangewezen als elektriciteitstransmissienetbeheerder op federaal niveau, als beheerder van het plaatselijk vervoernet (30-70 kV-net) in het Vlaams Gewest, als plaatselijk transmissienetbeheerder in het Waals Gewest en als gewestelijk transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

In die respectieve hoedanigheden moet Elia de volgende documenten opstellen voor het plaatselijk of gewestelijke transmissienet dat het beheert: een Investeringsplan voor het Vlaams Gewest[14], een Ontwikkelingsplan voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest[15] en een Aanpassingsplan voor het Waals Gewest[16].

Voor Elia vereist de technische en economische ondeelbaarheid van de aangelegenheden in verband met de ontwikkeling van het net een homogene definitie, optimalisering, programmering en uitvoering van projecten op federaal en gewestelijk niveau. De verschillende plannen die Elia op federaal en gewestelijk niveau heeft ingediend, vormen een samenhangend geheel dat erop gericht is het volledige net, gaande van 380 kV tot 30 kV, te optimaliseren.

12 Verordening (EU) nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad van 17 april 2013 betreffende richtsnoeren voor de trans-Europese energie-infrastructuur en tot intrekking van Beschikking nr. 1364/2006/EG en tot wijziging van Verordeningen (EG) nr. 713/2009, (EG) nr. 714/2009 en (EG) nr. 715/2009.

13 Wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma’s en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma’s in verband met het milieu.

14 Investeringsplan bedoeld in artikel 4.1.19 van het energiedecreet van 8 mei 2009.

15 Ontwikkelingsplan bedoeld in artikel 12 van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

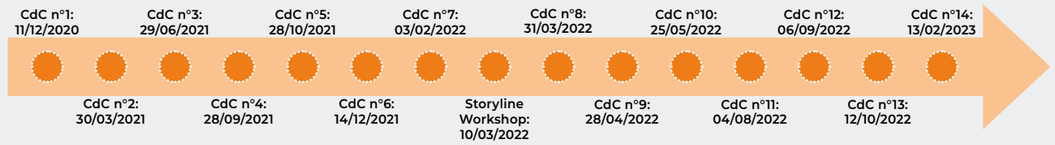
16 Aanpassingsplan bedoeld in artikel 15 van het Waals decreet van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt.

1.1.3.3. Uitwerkingsprocedure

Overeenkomstig het koninklijk besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het Ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit werd het huidige ontwerp van Ontwikkelingsplan 2024-2034 opgesteld in samenwerking met het Federaal Planbureau en de Algemene Directie Energie. Ter formalisering van deze samenwerking werd een samenwerkingscomité opgericht waarvan ook de federale regulator (CREG) en het kabinet van de minister van Energie deel uitmaken.

Dit samenwerkingscomité is vanaf het begin van de werkzaamheden voor uitwerking van het plan meer dan vijftien keer bijeengekomen. Tijdens deze vergaderingen konden de verschillende partijen het eens worden en discussiëren over de volgende elementen: de structuur van het plan, de op te zetten communicatiestrategie, het tijdschema voor uitvoering, de resultaten van de studies, de methodologische keuzes, de leiddraden en de sleutelelementen van bepaalde delen van het plan ...

FIGUUR 1.2: TIJDLIJN VAN DE VERGADERINGEN VAN HET SAMENWERKINGSCOMITÉ IN HET KADER VAN HET FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN 2024-2034



De in het kader van het plan gebruikte scenario's werden uitgewerkt binnen een Taskforce die speciaal werd opgericht om verhaallijnen uit te werken die nodig waren voor de studies van Elia [ELI-2]. Deze werkgroep staat open voor alle belanghebbenden en eens de scenario's waren vastgesteld, werden ze beschikbaar gesteld voor openbare raadpleging.

Het ontwerp van Ontwikkelingsplan werd voor advies overgelegd aan de federale regulator (CREG) en aan de minister bevoegd voor het marien milieu.

Vervolgens werden de milieueffecten beoordeeld bij toepassing van de bepalingen van de artikelen 9 tot 14 van de wet van 13 februari 2006.

Na afloop van deze evaluatie heeft de netbeheerder het ontwerp van Ontwikkelingsplan aangepast om er de adviezen, opmerkingen, verslagen en resultaten van de openbare raadpleging in op te nemen, overeenkomstig de procedure zoals bedoeld in de wet van 13 februari 2006.

Op basis van een verklaring van de Algemene Directie Energie is het aangepaste ontwikkelingsplan 2024-2034 ter goedkeuring overgelegd aan de federale minister voor Energie.

Het Ontwikkelingsplan bestrijkt de periode tussen 1 januari 2024 en 1 januari 2034.

OVERZICHT VAN DE VOOR DE OPMAAK VAN HET PLAN GEVOLGDE PROCEDURE

Overeenkomstig de toepasselijke wettelijke bepalingen vermelden we hierna in chronologische volgorde de belangrijkste fasen bij de opmaak van de definitieve versie van het Ontwikkelingsplan 2024-2034:

- 11 december 2020: eerste vergadering van het samenwerkingscomité
- 15 november - 12 december 2021: openbare raadpleging van de scenario's
- 17 augustus 2022: verzoek om advies van de CREG en de Minister bevoegd voor het Marien milieu betreffende het ontwerp van Ontwikkelingsplan 2024-2034;
- 15 september 2022: ontvangst van het advies van de CREG;
- 16 september 2022: ontvangst van het advies van de Minister bevoegd voor het Marien milieu;
- September - oktober 2022: aanpassing van het ontwerp van Ontwikkelingsplan 2024 – 2034 op basis van de ontvangen adviezen en redactie van het milieueffectenrapport;
- 14 en 17 oktober 2022: aankondiging van de openbare raadpleging met betrekking tot het ontwerp van Ontwikkelingsplan 2024 – 2034 en het milieueffectenrapport op de website van Elia, van de FOD Economie, op Belgium.be en op het portaal over het Verdrag van Aarhus (FOD Volksgezondheid).
- 2 november 2022 - 16 januari 2023: openbare raadpleging met betrekking tot het ontwerp van Ontwikkelingsplan 2024 – 2034 en het milieueffectenrapport;
- 7 november 2022: verzoek om advies aan het Comité SEA, aan de gewestregeringen en aan de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling betreffende het ontwerp van ontwikkelingsplan 2024 – 2034 en het milieueffectenrapport
- December 2022 – januari 2023 : ontvangst van de adviezen van het Comité SEA, van de Waalse, Vlaamse en Brusselse regeringen en van de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling op verzoek van de bevoegde minister;
- Januari - februari 2023: verwerking van de in het kader van de openbare raadpleging ontvangen bijdragen om de definitieve versie van het Ontwikkelingsplan 2024 – 2034 te verkrijgen;
- Februari 2023: samenvattende verklaring van de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie;
- 6 maart 2023: afgifte van het definitieve Ontwikkelingsplan 2024 – 2034 en van het milieueffectenrapport aan de federale Minister van Energie.

1.2 De Energietransitie Klimaatneutraliteit tegen 2050

Dit hoofdstuk schetst de wettelijke, politieke & socio-economische context waarbinnen het federale ontwikkelingsplan zich situeert ter ondersteuning van de Nationale en Europese doelstellingen. Het hoofdstuk toont waar de uitdagingen liggen om maximaal de overkoepelende decarbonisatie doelstelling van het energiesysteem te ondersteunen en de energietransitie te versnellen, met aandacht voor de socio-economische impacten.

Het federale ontwikkelingsplan van het elektriciteitssysteem heeft als doel de drie pijlers van het energie trilemma te ondersteunen: bevordering van de betaalbaarheid, duurzaamheid & betrouwbaarheid van het energiesysteem. Een goed uitgebouwd netwerk faciliteert immers de diversificatie van productiebronnen via de ontwikkeling van interconnecties en interne versterkingen en ondersteunt op die manier tevens de bevoorradingszekerheid en de integratie van hernieuwbare energiebronnen. De ontwikkeling van de Europese en interne elektriciteitsmarkt bevordert de toegang tot en betaalbaarheid van energie ten voordele van de maatschappij en concurrentiekracht van onze economie.

De doelstellingen van het energietrilemma

1. EEN BETROUWBAAR SYSTEEM

Het elektriciteitssysteem is betrouwbaar als productie en vraag constant in balans zijn en de lichten blijven branden.

Een goed functionerend transmissienet brengt de geproduceerde stroom op elk moment tot bij de verbruikerscentra en ondersteunt zo de socio-economische ontwikkeling.

Door toenemende volumes aan hernieuwbare energie wordt het systeembeheer steeds uitdagender.

Aan de productiezijde zijn er grote variaties (meer of minder wind en zon) die aan de vraagzijde moeten opgevangen worden. Om het systeem alsnog in evenwicht te houden, zal het verbruik zich in de toekomst sterker moeten aanpassen aan de productie van het moment. Dit heet de paradigm shift.

2. EEN DUURZAAM SYSTEEM

Een duurzaam systeem zet maximaal in op de integratie van hernieuwbare energiebronnen. Naast toegang tot eigen productie (op land & op zee) geeft een duurzaam systeem ook toegang tot hernieuwbare productie in het buitenland (via interconnectoren) en in de Noordzee.

Duurzaamheid betekent ook dat het systeem zelf energie-efficiënt moet zijn en op een duurzame wijze uitgebouwd moet worden, rekening houdend met de impact op mens en milieu.

3. EEN BETAALBAAR SYSTEEM

Dankzij een sterk en optimaal uitgebouwd elektriciteitsnet krijgen consumenten toegang tot de meest efficiënte energiebronnen; zowel in België als in het buitenland. Dit zorgt voor prijsconvergentie met de buurlanden en verbetert onze concurrentiepositie.

Elia Group pleit voor een consument-gericht energiesysteem waarbij verbruikers een actieve rol krijgen in het energiesysteem. Door het verbruik af te stemmen op de productie van het moment, helpen consumenten het systeem in evenwicht houden en worden hier financieel voor beloond (lagere elektriciteitsfactuur).

Deze drie pijlers worden echter ingrijpend beïnvloed en overkoepeld door de specifieke politieke en socio-economische ambities binnen Europa en daarbuiten, maar evenzeer door nationale & gewestelijke beleidslijnen. De uiteindelijke Europese doelstelling is sinds de ambities bepaald in de Green Deal (zie hoofdstuk 2) om **het eerste klimaatneutrale continent in de wereld te worden tegen 2050**. Deze concrete doelstelling vereist een complete transitie op het niveau van het energiesysteem en niet enkel voor het elektriciteitssysteem. Het omzetten van deze ambities in concrete actieplannen, die tevens een versnelling inhouden ten opzichte van het verleden, is noodzakelijk om zo snel mogelijk de klimaatopwarming een halt toe te roepen en ons toe te laten duurzaam als maatschappij te kunnen blijven leven op een reeds opgewarmde planeet.

De energietransitie zelf moet begrepen worden als het omvormen van ons energiesysteem naar een koolstofarm systeem dat voor zijn energievoorziening zoveel als mogelijk steunt op hernieuwbare energiebronnen en andere koolstofarme technologieën.

Deze duurzame energietransitie is een verhaal van enorme technologische & socio-economische uitdagingen, die transversaal elke maatschappelijke sector beïnvloedt. Het elektriciteitssysteem bevindt zich in het hart van deze energietransitie, en dient ertoe zichzelf, maar tegelijkertijd ook andere sectoren (transport, gebouwen, landbouw, industrie, verwarming, ...) te ondersteunen in hun traject naar volledige decarbonisatie. De weg naar de volledige decarbonisatie start steeds bij het toepassen van het principe van energie-efficiëntie, waarbij maximale besparing op energienoden de doelstelling is. Energie-efficiëntie betekent typisch een netto stijging van de elektriciteitsvraag ten gevolge van elektrificatie van andere sectoren, ondanks de vermindering in bestaand elektriciteitsverbruik ten gevolge van efficiëntiewinsten. Elektrificatie en bijhorende digitalisatie zullen, naast het dienen van de decarbonisatie doelstelling, ook zorgen voor meer flexibiliteit in het systeem, een absolute noodzaak in de wereld met hernieuwbare energie.

Het elektriciteitssysteem zelf speelt dus een sleutelrol in de maatschappelijke bijdrage tot decarbonisering om zowel zijn eigen directe als indirecte emissies te reduceren, alsook een faciliterende rol ten aanzien van alle sectoren daarbuiten via directe en indirecte elektrificatie. Naast vergroening van elektriciteit zal ook decarbonisering van andere energiedragers (bv. moleculen) noodzakelijk zijn, immers niet elk eindverbruik zal elektrisch mogelijk zijn. De scenario's in dit Federaal Ontwikkelingsplan hebben dus ook aandacht voor de assumpties die liggen buiten de elektriciteitssector om een zo compleet mogelijk beeld te hebben van deze cross-sectorale uitdagingen en diens impact op het elektriciteitssysteem zelf. Naast de sleutelrol die het elektriciteitssysteem speelt als facilitator van de mitigatie van nefaste klimaateffecten, moet het elektriciteitssysteem zelf ook de nodige aanpassingen ondergaan om aan gewijzigde weersfenomenen (extremere temperaturen, windcondities, overstromingen, bosbranden, ...) ten gevolge van de klimaatverandering te kunnen weerstaan.

De klimaatneutraliteitsdoelstelling wordt evenzeer beïnvloed door de geopolitieke nieuwe realiteit, voor dewelke de Europese Commissie recentelijk via het REPowerEU [EUC-1] plan haar voorstel van aanpak heeft geformuleerd. De oorlog in Oekraïne en de nasleep van de Covid-pandemie hebben ertoe bijgedragen dat op erg korte termijn de gas en elektriciteitsprijzen in Europa sterk zijn gestegen alsook volatiel zijn geworden, waarbij de socio-economische impact en de bijdrage aan overkoepelende inflatie extreem zijn geworden. Om dit tegen te gaan is de belangrijkste doelstelling voor Europa nu om de energieafhankelijkheid van fossiele brandstoffen uit Rusland op korte termijn en in een versneld tempo te verminderen en tevens de klimaatcrisis aan te pakken. Deze doelstellingen worden vertaald via het REPowerEU plan en zullen de duurzame energietransitie versnellen.

1.2.1. KLIMAATVERANDERING IS EEN WERELDWIJDE UITDAGING

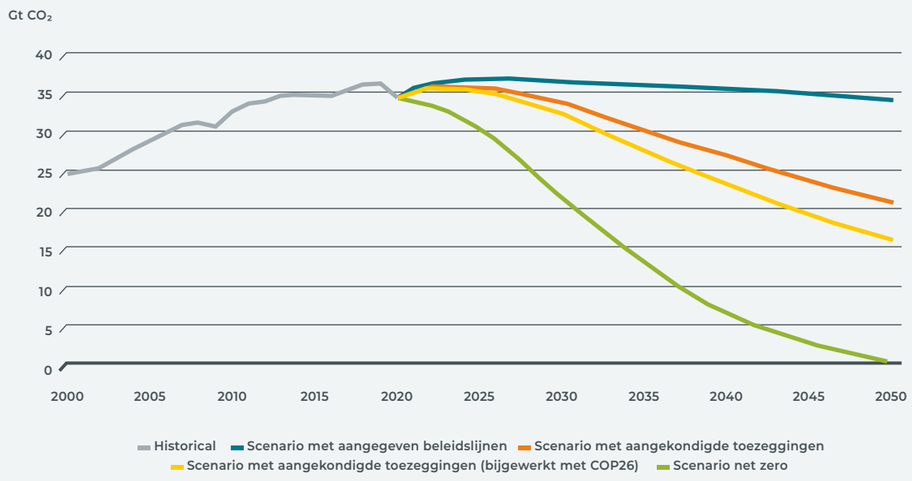
Klimaatopwarming en bijhorende klimaatverandering door de stijgende uitstoot van broeikasgassen is sinds het klimaatakkoord van Parijs in 2015 zowel wetenschappelijk, politiek en juridisch erkend als de wereldwijde uitdaging van deze en komende generaties. Directe en equivalente koolstofemissies met opwarmingspotentieel zijn het focuspunt van dit wereldwijde akkoord met als doelstelling deze zo snel mogelijk maximaal te verminderen. Het finale doel is de temperatuuropwarming mondiaal te beperken in 2100 tot maximum 2°C gemiddeld ten opzichte van het pre-industriële tijdperk en met sterke voorkeur tot maximum 1,5°C [IPC-1].

Het finale doel is de temperatuuropwarming mondiaal te beperken in 2100 tot maximum 2°C gemiddeld ten opzichte van het pre-industriële tijdperk en met sterke voorkeur tot maximum 1,5°C [IPC-1].

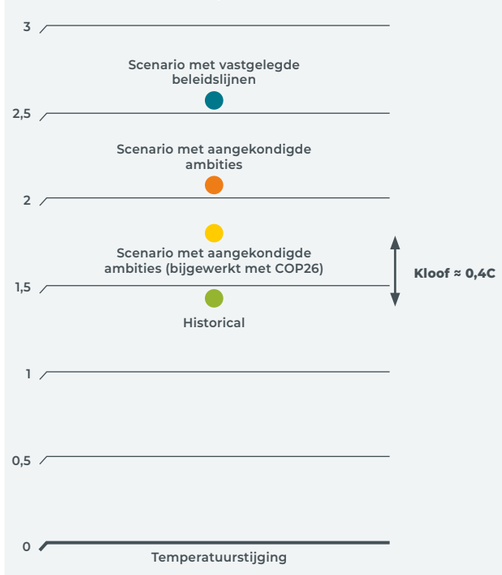
De opwarming van de planeet anno 2022 wordt geschat op 1,2 à 1,3°C [CAT-1]. Het meest recente IPCC-rapport [IPC-1] stelt onomwonden dat de tijd om te reageren nu is. Dit betekent dat elke CO_2 (of equivalente) molecule die nu uitgestoten en niet opgevangen wordt, integraal bijdraagt tot een exponentiële versnelling in klimaatverandering, waarvoor er zowel significante klimaataanpassing- als klimaatmitigatiekosten mee gepaard gaan. Alle oplossingen die op korte termijn gelanceerd kunnen worden, moeten onderzocht worden om zo de globale temperatuurstijging sterk te beperken, aangezien menselijke en natuurlijke systemen ernstige extra risico's lopen waarvan sommige onomkeerbaar.

Ondanks deze klimaaturgentie en wereldwijde beloftes van verschillende naties om deze te bestrijden is de effectieve totale uitstoot van broeikasgassen alsmaar blijven stijgen in recente decennia, zoals getoond in onderstaande Figuur 1.3. Daarenboven valt er ook een verschil vast te stellen tussen de optelsom van verschillende nationale doelstellingen ten opzichte van de meeste recente klimaatdoelstelling (COP26 in Glasgow). In termen van klimaat mitigerende maatregelen loopt de wereld dus achter de feiten aan, dit wordt ook wel de **emissiekloof** genoemd, hetgeen in onderstaande Figuur 1.3 geïllustreerd wordt via het verschil tussen de gele en groene curve. Om de wereldwijde opwarming tot onder 1,5°C te houden, moet de wereld op de groene curve zien te geraken; terwijl er vandaag sinds de laatste COP26 klimaatconferentie in Glasgow slechts voldoende ideeën en initiatieven op tafel liggen om maximaal tot 1,8°C te geraken. Daarenboven zijn deze ideeën nog niet in nationale wetgeving en bindende doelstellingen omgezet. Voorlopig zouden deze laatste de wereld plaatsen tussen de blauwe en oranje curve.

FIGUUR 1.3: CO_2-EMISSIES IN SCENARIO'S VAN DE WORLD ENERGY OUTLOOK IN FUNCTIE VAN DE TIJD, 2000-2050 - FIGUREN [IEA-1]



FIGUUR 1.4: TEMPERATUUR IN 2100 VERGELEKEN MET DE PRE-INDUSTRIËLE PERIODE, PER SCENARIO [IEA - 1]



Ondertussen is ook duidelijk dat niet enkel klimaatbestendigheids, maar ook klimaatadaptatie maatregelen[17] en investeringen noodzakelijk zullen zijn om met de blijvende gevolgen van reeds opgetreden klimaatverandering te moeten omgaan. De energiesectoren en de elektriciteitssystemen zullen hun ontwikkeling in deze adaptieve context moeten uitvoeren. Concreet betekent dit dat het elektriciteitssysteem dient voorbereidt te worden op meer extreme windcondities, temperaturen, verstoorde ecosystemen alsook mogelijke rampen zoals overstromingen, bosbranden enz. Het meest recente rapport van het IPCC [IPC-1] benadrukt dat, hoewel de toename van weer- en klimaatextremen al onomkeerbare gevolgen heeft gehad, er nu moet worden gehandeld om verlies en schade te beperken. Elk verder uitstel van gecoördineerde anticiperende wereldwijde actie op het gebied van aanpassing en mitigatie zal een korte en snel naderende kans missen om een leefbare en duurzame toekomst voor iedereen veilig te stellen. Ondanks vooruitgang op het gebied van aanpassingsmaatregelen bij de planning en uitvoering van maatregelen in alle sectoren en regio's, stel het laatste IPCC-rapport dat gelijktijdig met de emissiekloof er ook een analoge bestendigheidskloof zich aan het manifesteren is, dewelke ook de nodige aandacht verder verdient.

17 Art.7 of Paris agreement on GGA = global goal of adaptation.

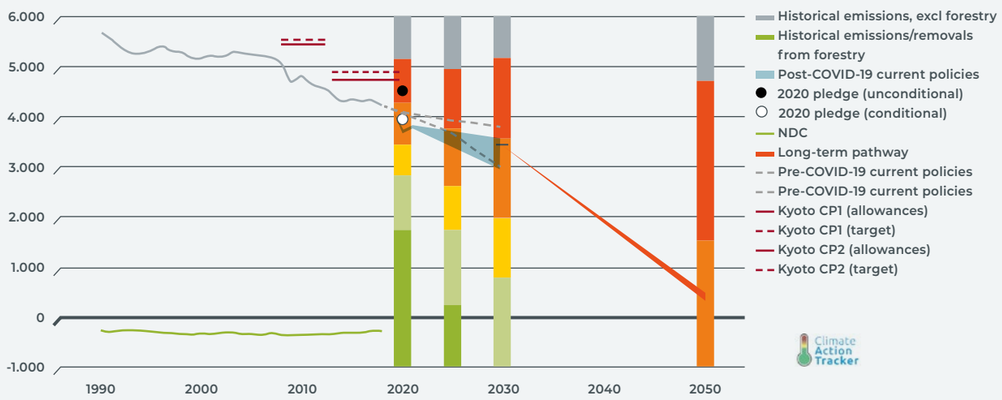
1.2.2. EUROPA'S KANTELMOMENT – EEN KOOLSTOFNEUTRAAL ENERGIESYSTEEM TEGEN 2050

Anno 2022, kan men vaststellen dat er in Europa ruwweg 4 miljard ton CO_2 jaarlijks uitgestoten wordt ten opzichte van een wereldwijde 35 à 40 miljard ton CO_2. Dit laatste kan afgeleid worden uit Figuur 1.5.

Europa bevindt zich dus, in tegenstelling tot het wereldniveau qua absolute emissies, wel op een neerwaarts traject. De ambitie om tegen 2050 koolstofneutraliteit te bereiken voor het Europese Continent, vereist echter een verdere versnelling van reductie van broeikasgassen, vergeleken met het afgelopen decennia. Deze ambitie van koolstofneutraliteit werd concreet uitgesproken in 2019 met name via de "Green Deal" (zie verder) en werd ook wettelijk verankerd via de Europese klimaatwet [EUC-2]. Een tussentijdse ambitie van 55% CO_2-reductie tegen 2030 werd ook bepaald en zal concreet gerealiseerd worden via verschillende wetgevende initiatieven die in zijn geheel het "Fit for 55" pakket wordt genoemd.

Deze sectie beschrijft inhoudelijk verder in detail de inhoud van de Green Deal, de Klimaatwet het 'Fit for 55' en het REPowerEU Plan en sluit het hoofdstuk af met de verwachte impact op het Europese energiesysteem qua CO_2-uitstoot voor alle sectoren en de nodige HEB-integratie om de CO_2-footprint van de elektriciteitsproductie voldoende & tijdig te doen dalen.

FIGUUR 1.5: EUROPESE CO_2 (OF EQUIVALENTE) UITSTOOT OVER ALLE SECTOREN HEEN [CAT-1]



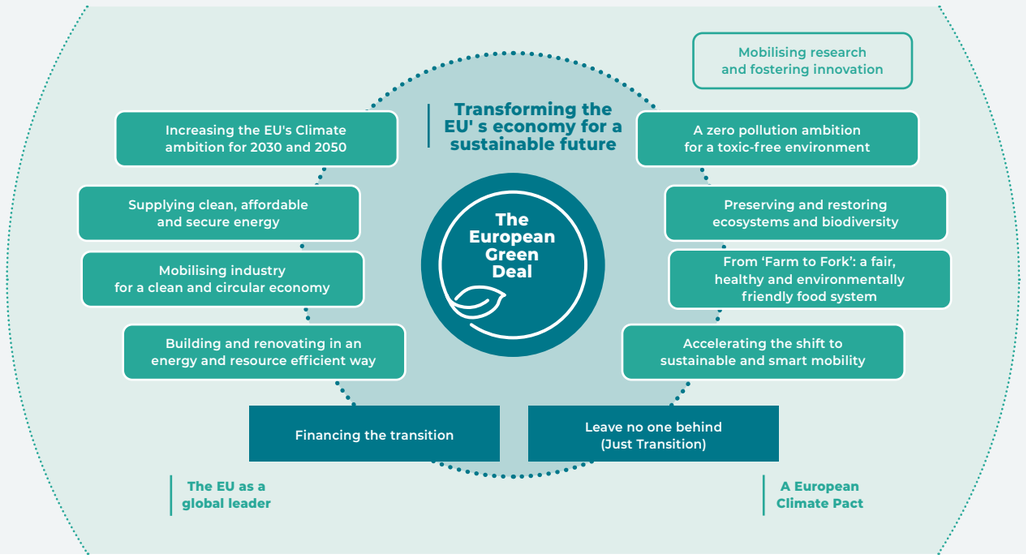
1.2.2.1. De Green Deal – De blauwdruk van klimaatneutraliteit

In lijn met de Overeenkomst van Parijs heeft de Europese Commissie in december 2019 haar Europese Green Deal [EUC-3] voorgesteld. De Green Deal wordt omschreven als "*de blauwdruk voor de transformationele verandering*"[18] die de EU nodig heeft om haar klimaatambities waar te maken en "*tegen 2050 het eerste klimaatneutrale continent ter wereld*"[19] te worden. Dit zal een verregaande decarbonisatie van alle sectoren van de economie vergen.

In de praktijk brengt de Green Deal talrijke acties met zich mee, waaronder de herziening van relevante klimaatgerelateerde beleidsinstrumenten, zoals kan worden afgeleid uit onderstaande figuur:

De Green Deal "*is een nieuwe groeistrategie die de EU moet omvormen tot een eerlijke en welvarende samenleving, met een moderne, hulpbronnenefficiënte en concurrerende economie, waar vanaf 2050 netto geen broeikasgassen meer worden uitgestoten en economische groei is losgekoppeld van het gebruik van hulpbronnen. Ook moet de Green Deal het natuurlijk kapitaal van de EU beschermen, behouden en verbeteren, en de gezondheid en het welzijn van de burgers beschermen tegen milieugerelateerde risico's en effecten[…]*"[20].

FIGUUR 1.6: OVERZICHT VAN DE GREEN DEAL ELEMENTEN [EU COMMISSION, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION, "THE EUROPEAN GREEN DEAL", BRUSSELS 11.12.2019, COM (2019) 640 FINAL, P.3.]



Voor wat energie betreft, onderstreept de Commissie dat "*de productie en het gebruik van energie in de economische sectoren verantwoordelijk is voor meer dan 75 % van alle broeikasgasemissies van de EU*"[21].

De Green Deal erkent de kritieke noodzaak om het energiesysteem verder koolstofvrij te maken, door voorrang te geven aan energie-efficiëntie en door een energiesector te ontwikkelen waarin hernieuwbare bronnen een

18 Europese Commissie, Mededeling, ""Fit for 55": het EU-klimaatstreefdoel voor 2030 bereiken op weg naar klimaatneutraliteit", 14.07.2021, COM(2021) 550 final, Brussel, p. 1 (pagina in de Engelse versie).

19 Europese Commissie, Persbericht, De Europese Green Deal: Commissie stelt transformatie van economie en samenleving van de EU voor om aan klimaatambities te voldoen, 14.7.2021, Brussel. De Green Deal erkent de verhoging van de klimaatambitie van de EU voor 2030 en 2050 en legt de basis voor het Fit for 55 pakket.

20 Europese Commissie, Mededeling: "De Europese Green Deal", 11.12.2019, COM(2019) 640 final, p.2 (pagina in de Engelse versie).

21 *Ibid*, p.6 (pagina in de Engelse versie). De Green Deal is niet alleen gericht op energie. Andere belangrijke elementen van de Green Deal betreffen onder meer de bouw, het gebruik en de renovatie van gebouwen, wetende dat gebouwen nog steeds 40 % van het energieverbruik vertegenwoordigen, de omschakeling naar duurzame en slimme mobiliteit, aangezien vervoer verantwoordelijk is voor een kwart van de broeikasgasemissies in de EU, de instandhouding en restoratie van ecosystemen en biodiversiteit, enz. Ook de industrie, die nog steeds goed is voor 20 % van de broeikasgasemissies van de EU, zal een belangrijke rol spelen, ook in de energie-intensieve sectoren. Zoals de Commissie benadrukt: "Om tot een klimaatneutrale en circulaire economie te komen, moet het hele bedrijfsleven worden gemobiliseerd". (pagina 7 in de Engelse versie van de mededeling: De Europese Green Deal).

centrale rol spelen[22]. Verdere integratie van energiesystemen[23] (zie ook §2.2 Een geïntegreerd energiesysteem), de geleidelijke uitstap uit steenkool en een verschuiving naar koolstofarme gassen - niet alleen aardgas, maar ook waterstof en waterstofderivaten (zoals ammoniak, methanol, synthetisch methaan) zullen eveneens nodig zijn.

Niettemin moet, ook vanuit het oogpunt van de consument, de energievoorziening binnen de EU gegarandeerd en betaalbaar blijven. Dit vergt volledige integratie, connectiviteit en digitalisering van de EU-energiemarkt (meer grensoverschrijdende en regionale samenwerking, inzet van innovatieve technologieën (slimme netten, CCS, enz.)). Om de overgang naar klimaatneutraliteit te ondersteunen, wordt in de mededeling van de Commissie bovendien de nadruk gelegd op de behoefte aan slimme infrastructuur en een herziening van het desbetreffende regelgevingskader, met inbegrip van de TEN-E-verordening. Ook moet de bestaande infrastructuur zo efficiënt mogelijk worden gebruikt en, waar nodig, worden gemoderniseerd, zodat ze geschikt is voor het beoogde doel en aan toekomstige klimaatomstandigheden is aangepast[24].

Uiteraard gaat de Green Deal gepaard met een investeringsuitdaging, die financiële steun van zowel "*de publieke als de particuliere sector*"[25] vereist. Er zal een beroep moeten worden gedaan op diverse maatregelen, regelgevingen, kaders en financieringsmechanismen om de overgang naar klimaatneutraliteit te ondersteunen, ook ten aanzien van degenen die de gevolgen ondervinden van het beleid inzake koolstofprijs en risico lopen op energiearmoede. De energietransitie moet immers rechtvaardig en inclusief zijn, en "*moet zorgen dat niemand achterblijft*"[26].

1.2.2.2. De Europese klimaatwet: Bindende doelstelling om klimaatneutraliteit tegen 2050 te bereiken.

Om de ambities van de Green Deal te ondersteunen, is de EU-klimaatwet[27] op 9 juli 2021 in het Publicatieblad bekendgemaakt en op 29 juli 2021 in werking getreden. De klimaatwet zet de Green Deal meer kracht bij door bindende verplichtingen op te leggen aan zowel de EU als de lidstaten en door een algemeen kader te bieden voor de bijdrage van de EU aan de Overeenkomst van Parijs. De klimaatwet bepaalt o.a.:

- **Bindende doelstelling inzake klimaatneutraliteit in de Unie uiterlijk in 2050** (art. 1 & 2).
  De Unie zal daarna eveneens streven naar negatieve emissies. Er wordt zowel van de relevante instellingen van de Unie als van de lidstaten verwacht dat ze de nodige maatregelen nemen om gezamenlijk de doelstelling inzake klimaatneutraliteit te verwezenlijken.
- **Bindende "tussentijdse" doelstelling van de Unie** om tegen 2030 de netto-uitstoot van broeikasgassen binnen de Europese Unie met minstens 55 % te verkleinen ten opzichte van de niveaus van 1990[28] (art. 4);
- **Er zal een tweede tussentijdse doelstelling voor 2040 moeten worden vastgelegd**[29] (art. 4);
- **Het kader om vooruitgang te boeken bij de verwezenlijking van de in artikel 7 van de Overeenkomst van Parijs vastgestelde mondiale doelstelling inzake aanpassing aan de klimaatverandering.** (art. 1). De desbetreffende instellingen van de Unie en de lidstaten zorgen voor voortdurende vooruitgang bij het vergroten van het vermogen tot aanpassing aan, het versterken van de veerkracht en het verminderen van de kwetsbaarheid voor klimaatverandering (art. 5)[30];
- **Regels voor de beoordeling van de vooruitgang van de Unie en van de nationale maatregelen om ervoor te zorgen dat zowel de Unie als de lidstaten op koers blijven om klimaatneutraliteit te bereiken en de nodige vooruitgang inzake aanpassing aan de klimaatverandering te boeken[31].**

22 *Ibid*, p.6 (pagina in de Engelse versie).

23 Europese Commissie, Mededeling, "Energie voor een klimaatneutrale economie: een EU-strategie voor een geïntegreerd energiesysteem", 08.07.2020, COM/2020/299 final. De Commissie vermeldt in haar mededeling (p.1 in de Engelse versie): "De integratie van het energiesysteem — de gecoördineerde planning en werking van het energiesysteem "als geheel", over meerdere energiedragers, infrastructuren en verbruikssectoren heen — vormt het traject naar een effectieve, betaalbare en verregaande decarbonisatie van de Europese economie, in overeenstemming met de Overeenkomst van Parijs en de Agenda 2030 voor duurzame ontwikkeling van de VN".

24 Over deze paragraaf zie: Europese Commissie, Mededeling: "De Europese Green Deal", Op. cit, p.6 (pagina in de Engelse versie).

25 *Ibid*, p.15 (pagina in de Engelse versie).

26 *Ibid*. p.16 (pagina in de Engelse versie).

27 Verordening 2021/1119 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999 ("Europese klimaatwet"), PB L 243/1, 9.7.2021.

28 Zie art. 4 van Verordening 2021/1119, dat eveneens bepaalt: "*Bij de verwezenlijking van de in de eerste alinea bedoelde doelstelling geven de betrokken instellingen van de Unie en de lidstaten prioriteit aan snelle en voorspelbare emissiereducties en verbeteren zij tegelijkertijd verwijderingen per natuurlijke put. Om ervoor te zorgen dat tot 2030 voldoende mitigatie-inspanningen worden geleverd, wordt,[…], de bijdrage van nettoverwijderingen aan de klimaatdoelstelling van de Unie voor 2030 beperkt tot 225 miljoen ton CO_2-equivalent. Om de koolstofputten van de Unie uit te breiden in overeenstemming met de doelstelling om uiterlijk in 2050 klimaatneutraliteit te bereiken, streeft de Unie ernaar in 2030 een hoger volume nettokoolstofputten te bereiken*".

29 Uiterlijk zes maanden na de eerste "global stocktake" (gepland in 2023) zoals bedoeld in de Overeenkomst van Parijs, moet de Commissie een wetgevingsvoorstel uitbrengen tot wijziging van de klimaatwet om de klimaatdoelstelling van de Unie voor 2040 op te nemen. (Zie art. 4 van de klimaatwet van de EU).

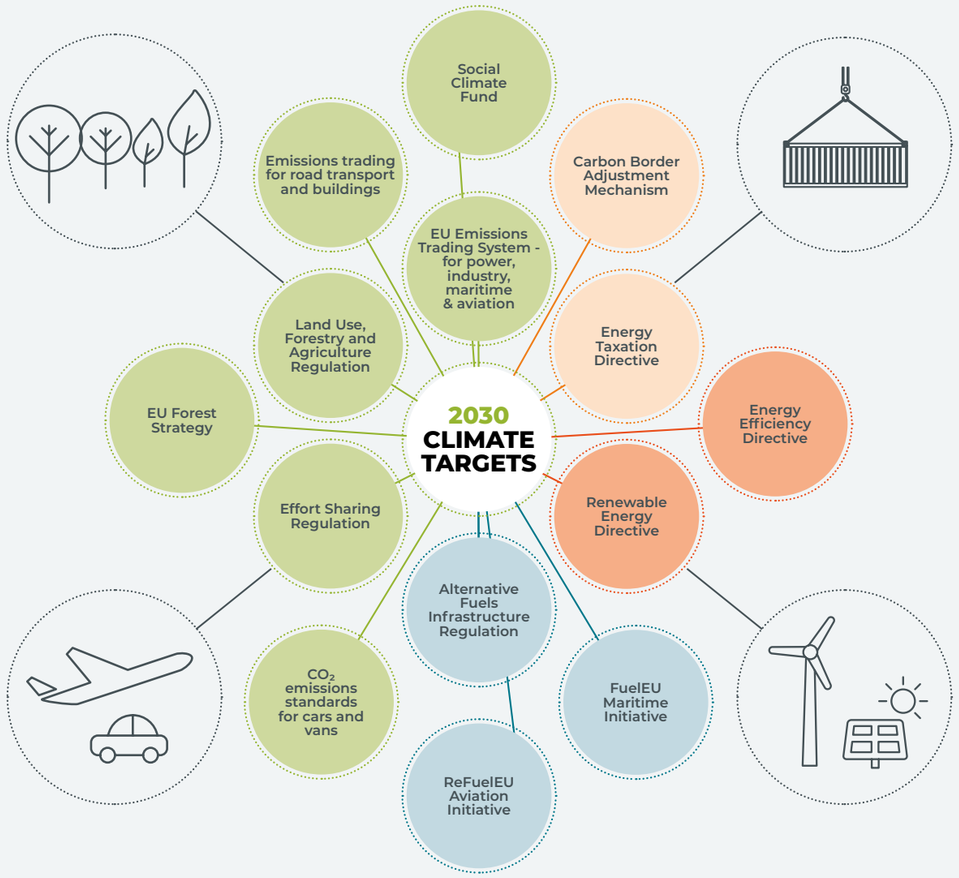
30 Met dit doel heeft de Commissie in februari 2021 een strategie van de Unie inzake de aanpassing aan de klimaatverandering goedgekeurd, en moeten de lidstaten nationale aanpassingsstrategieën uitvoeren die rekening houden met de strategie van de Unie. Europese Commissie, Mededeling, "Een klimaatveerkrachtig Europa tot stand brengen - de nieuwe EU-strategie voor aanpassing aan de klimaatverandering", 24.02.2021, COM(2021) 82 final.

31 Zie overweging 36 van Verordening 2021/1119 ("Europese klimaatwet"), *Op. cit*.

1.2.2.3. Het "Fit for 55" pakket en "REPowerEU" Plan

In juli 2021 heeft de Commissie, in lijn met de Green Deal en de wettelijk bindende doelstellingen van de EU-klimaatwet, het "Fit for 55"-pakket gepubliceerd om de uitstoot van broeikasgassen tegen 2030 met ten minste 55 % te verminderen. Zoals uit onderstaande afbeelding blijkt, bestaat het pakket uit een reeks onderling samenhangende wetgevende voorstellen ter ondersteuning van een "*eerlijke, concurrerende en groene transitie*"[32]. In de praktijk vertaalt het "Fit for 55"-pakket de ambities van de Green Deal en de klimaatwet naar concretere voorstellen, waarvan sommige een herziening van bestaande wetgeving of de goedkeuring van nieuwe wetgeving inhouden.

FIGUUR 1.7: OVERZICHT VAN DE WETGEVENDE VOORSTELLEN IN HET FIT FOR 55 PAKKET VAN JULI 2021



32 Europese Commissie, Mededeling: "Fit for 55: het EU-klimaatstreefdoel voor 2030 […]", *Op.cit.*, , 14.07.2021, COM(2021) 550 final, p.3. (pagina in de Engelse versie).

Het pakket is niet strikt gericht op één enkele oplossing, maar voorziet in een combinatie van maatregelen via een gekozen beleidsmix, die tot doel heeft een juist evenwicht te vinden tussen prijsmaatregelen (een sterkere en uitgebreide regeling voor de emissiehandel, bijgewerkte energiebelastingregels, specifieke maatregelen voor koolstofcorrectie aan de grens), aangescherpte streefdoelen (in het kader van de Effort Sharing Regulation, de Renewable Energy Directive, de Energy Efficiency Directive, enzovoort), meer dwingende (of nieuwe) normen en regels (strengere CO_2-prestatienormen voor auto's en bestelwagens, nieuwe infrastructuur voor alternatieve brandstoffen, enz.) en ten slotte steunmaatregelen (om innovatie te bevorderen, gevolgen voor kwetsbare personen/groepen te beperken, etc.)[33].

In december 2021 heeft de Commissie daarnaast het tweede deel van het Fit for 55-pakket bekendgemaakt, met bijkomende voorstellen, waaronder het Europees waterstof en gas decarbonisatiepakket[34], het voorstel tot herziening van de Richtlijn energieprestatie van gebouwen[35] (EPBD) en een voorstel voor een verordening inzake de vermindering van de uitstoot van methaan[36].

Wat de targets en doelstellingen betreft, kunnen enkele opvallende kenmerken van het "Fit for 55"-pakket als volgt worden samengevat:

- **Hogere targets voor hernieuwbare energie:** in het voorstel tot herziening van de Richtlijn hernieuwbare energie[37] wordt de noodzaak van een aanzienlijk groter aandeel van hernieuwbare energiebronnen in een geïntegreerd energiesysteem erkend en wordt een hoger bindend Europees streefcijfer vastgelegd van ten minste 40 % hernieuwbare energie in het bruto eindenergieverbruik tegen 2030 (in vergelijking met het eerder streefcijfer van 32 %)[38]. Dit doel moet door de lidstaten gezamenlijk worden bereikt.

  Met het voorstel wordt beoogd om een schoner en efficiënter energiesysteem tot stand te brengen door elektrificatie op basis van hernieuwbare energiebronnen. Daarnaast, wordt in sectoren zoals de industrie en het transport, waar dit minder evident is, het gebruik van hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong, zoals hernieuwbare waterstof aangemoedigd.[39]

- **Meer aandacht voor het principe "Energie-efficiëntie eerst" en hogere targets voor energie-efficiëntie (ook voor gebouwen):** het voorstel tot herziening van de Richtlijn energie-efficiëntie[40] bevordert en versterkt het belang van het principe "Energie-efficiëntie eerst"[41], op grond waarvan bij beslissingen inzake energieplanning, -beleid en -investeringen rekening moet worden gehouden met oplossingen voor energie-efficiëntie, en op grond waarvan vraagzijde oplossingen de maatregelen aan de aanbodzijde kunnen aanvullen of gelden als alternatief. Daarnaast versterkt het voorstel ook de energie-efficiëntiedoelstelling van de EU en maakt het deze bindend[42]. De doelstellingen worden ook verhoogd. In plaats van de huidige doelstelling van 32,5%, dienen de inspanningen nu overeen te komen "*met een vermindering van 36 % voor eindenergieverbruik en 39 % voor primair energieverbruik in vergelijking met de in 2007 vastgestelde referentiescenario-prognoses voor 2030*"[43].

- Op nationaal niveau worden de jaarlijkse energiebesparingsverplichting die aan de lidstaten worden opgelegd door het voorstel ook bijna verdubbeld (1,5 % van de jaarlijkse energiebesparingen van het eindenergieverbruik van 2024 tot 2030 (voorheen 0,8 %)). Met haar voorstel om de Richtlijn energieprestaties van gebouwen te herzien, versterkt de Commissie het bestaande regelgevend kader nog meer, in overeenstemming met de hogere ambities van de Green Deal. Het doel is om tegen 2050 een emissievrij en volledig koolstofvrij gebouwenbestand te hebben.

33 Over deze paragraaf zie, *Ibid*, p.3 (pagina in de Engelse versie).

34 In de praktijk omvat dit pakket een voorstel tot herziening van Richtlijn 2009/73/EG en van Verordening 715/2009. Zie Europese Commissie, Voorstel voor een richtlijn betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markten voor hernieuwbare gassen, aardgas en waterstof, 15.12.2021, COM(2021) 803 final en Voorstel voor een verordening betreffende de interne markt voor hernieuwbare en natuurlijke gassen en voor waterstof (herschikking), 15.12.2021, COM(2021) 804 final.

35 Europese Commissie, Voorstel voor een richtlijn betreffende de energieprestaties van gebouwen (herschikking), 15.12.2021, COM(2021) 802 final.

36 Europese Commissie, Voorstel voor een verordening inzake de beperking van de methaanemissies in de energiesector en tot wijziging van Verordening (EU) 2019/942, 15.12.2021, COM(2021) 805 final. In de context van REPowerEU worden sommige elementen van het pakket Waterstof en koolstofarm gas herbekeken om de afhankelijkheid van de invoer van Russisch gas snel te verminderen. De Commissie heeft daarom maatregelen voorgesteld om de fundamentele oorzaken van het probleem op de gasmarkt aan te pakken en de continuïteit van de voorziening tegen redelijke prijzen voor de volgende winter en daarna te waarborgen. Deze maatregelen omvatten de verplichting om tegen 1 november 2022 ten minste een gasopslagniveau van 80 % te bereiken, wat voor de volgende jaren tot 90 % moet oplopen.

37 Europese Commissie, Voorstel voor een richtlijn tot wijziging van Richtlijn (EU) 2018/2001 wat de bevordering van energie uit hernieuwbare bronnen betreft en tot intrekking van Richtlijn (EU) 2015/652 van de Raad, 14.07.2021, COM(2021) 557 final.

38 In de context van het REPowerEU Plan wordt het voorgestelde streefcijfer nu verder verhoogd tot 45%.

39 Europese Commissie, Mededeling: "Fit for 55: het EU-klimaatstreefdoel voor 2030 [..]", *Op.cit*, p.9 (pagina in de Engelse versie).

40 Europese Commissie, Voorstel voor een richtlijn betreffende energie-efficiëntie (herschikking), 14.07.2021, COM(2021) 558 final/2.

41 "Energie-efficiëntie eerst" betekent dat *in energieplanning en in besluiten over energiebeleid en -investeringen zoveel mogelijk rekening wordt gehouden met alternatieve, kostenefficiënte energie-efficiëntiemaatregelen om de vraag naar energie en de energievoorziening efficiënter te maken, met name door middel van kosteneffectieve besparingen op het eindgebruik van energie, vraagresponsinitiatieven en efficiëntere omzetting, transmissie en distributie van energie, zonder afbreuk te doen aan de verwezenlijking van de doelstellingen van die besluiten*; Zie Art.2 (18) ; Verordening (EU) 2018/1999 inzake de governance van de energie-unie en van de klimaatactie, PB L 328/1 , 21.12.2018.

42 Er is niets voorzien in nationale bindende targets (alleen indicatieve bijdragen), maar wel in een uitvoeringsmechanisme voor het geval onvoldoende vooruitgang wordt geboekt.

43 Europese commissie, voorstel voor een richtlijn betreffende energie-efficiëntie (herschikking), *Op.cit*, p.33., (pagina in de Engelse versie). Merk op dat de Commissie in het kader van REPowerEU, net als voor het streefcijfer voor hernieuwbare energie, ook voorstelt om het oorspronkelijke, in het kader van het FIT voor 55 voorgestelde streefcijfer voor energie-efficiëntie, verder te verhogen. Zie het tekstvak REPowerEU hieronder.

- **Op weg naar "groene" mobiliteit.** De Commissie zet de overschakeling op "groene" mobiliteit duidelijk hoog op haar agenda via een aantal van haar voorstellen. Onder andere:

  - Aanscherping van de CO_2-emissienormen voor nieuwe personenauto's en nieuwe lichte bedrijfsvoertuigen[44]. Met dit voorstel wordt beoogd de productie en verkoop van voertuigen met een lage of nulemissie verder te versnellen. Daartoe wordt voorgesteld om de gemiddelde emissies van nieuwe auto's vanaf 2030 met 55% en vanaf 2035 met 100% te verlagen ten opzichte van de niveaus van 2021[45].

  - Een verordening betreffende de infrastructuur voor alternatieve brandstoffen[46]. Het voorstel legt tegen 2025, 2030 en 2035 een reeks bindende targets vast voor de uitrol van voor het publiek toegankelijke infrastructuur voor alternatieve brandstoffen (bv. elektriciteit, waterstof) om het weg-, zee- en luchtvervoer koolstofvrij te maken. Bijzondere aandacht gaat uit naar de versnelde invoering van oplaadinfrastructuur met digitale connectiviteit en slimme oplaadmogelijkheden.

- **Een versterkt en ambitieuzer Emission Trading Scheme (ETS) en een verbeterde Effort Sharing Regulation (ESR)[47] om de uitstoot van broeikasgassen verder terug te dringen.** In de reeks maatregelen die de Commissie heeft voorgesteld om de decarbonisatie van de economie te bevorderen en de uitstoot van broeikasgassen te verminderen, staan de voorstellen tot herziening van de EU-ETS-richtlijn[48] en van de Effort Sharing Regulation centraal. Wat meer bepaald de herziening van het EU-ETS betreft, schuift de Commissie een aantal maatregelen naar voor (verlaging van het emissieplafond, verhoging van het jaarlijkse dalingspercentage, uitbreiding van het EU-ETS naar nieuwe sectoren, invoering van een afzonderlijk emissiehandelssysteem voor het wegvervoer en verwarming en koeling in gebouwen, enz.) om een verdere daling van de uitstoot te stimuleren. Om het concurrentievermogen van EU-industrie te beschermen en het risico van koolstoflekkage (dat kan optreden als gevolg van hogere reductiedoelstellingen voor broeikasgassen binnen de EU) te beheersen , heeft de Commissie ook een mechanisme voor koolstofcorrectie aan de grens voorgesteld[49].

Uiteraard zijn alle voorstellen, doelstellingen en maatregelen die de Commissie in het kader van het "Fit for 55"-pakket heeft voorgesteld, onderhevig aan wijzigingen in het kader van het lopende wetgevend proces, dat moet leiden tot de goedkeuring van de definitieve wetgevende teksten, waarvan sommige nog verdere omzetting op nationaal niveau zullen vereisen. Daarnaast zal ook het REPowerEU Plan, om zowel de hoge energieprijzen als de afhankelijkheid van Russische fossiele brandstoffen aan te pakken, waarschijnlijk van invloed zijn op de ambities en maatregelen die uiteindelijk zullen worden bepaald in het kader van het "Fit for 55"-pakket.

44 CO_2-emissienormen voor nieuwe personenauto's en nieuwe lichte bedrijfsvoertuigen in overeenstemming met de verhoogde klimaatambitie van de Unie.

45 Europese Commissie, Persbericht: De Europese Green Deal: Commissie stelt transformatie van economie en samenleving van de EU voor om aan klimaatambities te voldoen, 14.07. 2021, p.2.

46 Europese Commissie, Voorstel voor een verordening betreffende de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen en tot intrekking van Richtlijn 2014/94/EU, 14.07.2021, COM(2021) 559 final.

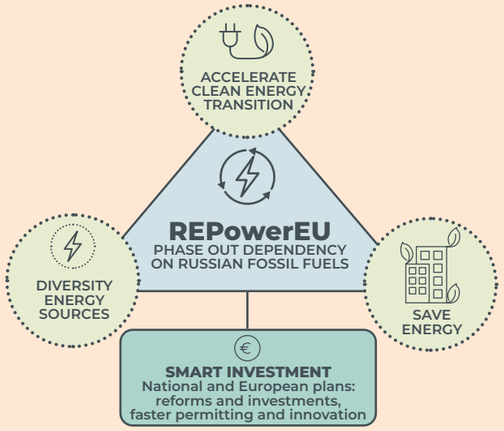
47 Europese Commissie, Voorstel voor een verordening tot wijziging van Verordening (EU) 2018/842 betreffende bindende jaarlijkse broeikasgasemissiereducties door de lidstaten van 2021 tot en met 2030 teneinde bij te dragen aan klimaatmaatregelen om aan de toezeggingen uit hoofde van de Overeenkomst van Parijs te voldoen, 14.07.2021, COM(2021) 555 final.

48 Europese Commissie, Voorstel voor een richtlijn tot wijziging van Richtlijn 2003/87/EG tot vaststelling van een systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Unie, Besluit (EU) 2015/1814 betreffende de instelling en de werking van een marktstabiliteitsreserve voor de EU-regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten en Verordening (EU) 2015/757, 14.07.2021, COM(2021) 551 final.

49 Europese Commissie, Voorstel voor een verordening tot vaststelling van een mechanisme voor koolstofcorrectie aan de grens, 14.7.2021, COM(2021) 564 final.

REPowerEU

Op 18 mei 2022, in de context van stijgende energieprijzen en de invasie van Oekraïne door Rusland, publiceerde de Europese Commissie haar "REPowerEU Plan"[50] dat zowel wetgevende- als niet-wetgevende initiatieven bevat. Het plan beoogt hoofzakelijk om de Europese afhankelijkheid van Russische fossiele brandstoffen op korte termijn te verminderen door de transitie naar schone energie te versnellen en het "Fit for 55"-pakket snel en met verhoogde ambitie uit te voeren.



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

Enkele van de meest relevante voorstellen van het REPowerEU plan voor het Federale ontwikkelingsplan zijn:

- **De verhoogde ambities inzake hernieuwbare energie.** De Commissie stelt een streefcijfer voor hernieuwbare energie voor van 45% in 2030[51] (t.o.v. 40% in het oorspronkelijke voorstel van de Commissie – cf. REDII-herziening). Ter ondersteuning van deze ambitie stelt de Commissie een reeks maatregelen en acties voor, waaronder een EU-Strategie voor Zonne-Energie (met een doelstelling van meer dan 320 GW fotovoltaïsche zonne-energie tegen 2025, en bijna 600 GW tegen 2030)[52], het versnellen van (hernieuwbare) waterstof en het opschalen van bio-methaan.
- **De ondersteuning voor een snelle ontplooiing van hernieuwbare energie en bijhorende netinfrastructuur.** Een bijzonder aspect hiervoor betreft de vergunningverlening, dewelke de Europese Commissie wenst te versnellen door lidstaten onder meer op te leggen om land- en zeegebieden aan te wijzen die bijzonder geschikt zijn voor de productie van hernieuwbare energie[53]. Bovendien zouden lidstaten ervoor moeten zorgen dat "*bij het vergunningsproces de planning, de bouw en de exploitatie van installaties voor het opwekken van energie uit hernieuwbare bronnen, de aansluiting ervan op het net en de daarmee samenhangende net- en opslagactiva bij de afweging van juridische belangen [...] worden geacht in het doorslaggevend openbaar belang te zijn en de volksgezondheid en de openbare veiligheid te dienen [...]*"[54] (vrije vertaling).
- **De verhoogde ambities inzake energie-efficiëntie.** De Europese Commissie stelt een streefcijfer voor bindende energie-efficiëntiedoelstelling voor van 13% (t.o.v. 9% in het oorspronkelijke FIT for 55 voorstel van de Commissie – cf. EED-herziening)[55]. Voorts worden maatregelen voorgesteld om energiebesparingen verder te stimuleren, worden pistes voorgesteld die tot extra besparingen en energie-efficiëntiewinsten kunnen leiden en wordt een intensievere uitvoering van de nationale energie- en klimaatplannen voorgesteld.
- **Stimuleren van (net)investeringen:** REPowerEU zal volgens de Europese Commissie leiden tot extra investeringsbehoeften, ten belope van 210 miljard euro tussen nu en 2027 (bovenop hetgeen vereist is om te voldoen aan de doelstellingen van "Fit for 55"). Wat het elektriciteitsnet betreft, raamt de Commissie dat tegen 2030 extra investeringen ten waarde van 29 miljard euro nodig zijn)[56]. Voor dit laatste wordt in het bijzonder gewezen op de snelle ontwikkeling van cruciale offshore netwerken en grensoverschrijdende verbindingen. Behoudens de gangbare financiering en bestaande ondersteuning (bijv. CEF), kijkt de Europese commissie ook naar andere instrumenten (bijv. aanvullende financiering uit ETS-veilingen).

Concluderend, kan men dus stellen dat het REPowerEU-Plan duidelijk een verdere stimulans is voor hogere en snellere ambities voor de verwezenlijking van de energietransitie. Een snelle en verdere uitbouw van het elektriciteitsnet zal hier een cruciale rol in spelen.

50 Zie over het REPowerEU Plan: Europese Commissie, Mededeling, "REPowerEU Plan", 18.05.2022, COM (2022) 230 final, p. 1 .

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

52 Zie, Europese Commissie, Mededeling, "REPowerEU Plan", *op.cit*, p.6 (pagina in de Engelse versie) and European Commission, Communication, EU Solar Energy Strategy, 18.05.2022, COM(2022) 221 final, p.1 (pagina in de Engelse versie).

53 Naast haar wetgevingsvoorstel, dat betrekking heeft op het vergunningverlening, heeft de Commissie ook een specifieke aanbeveling gepubliceerd, Zie Aanbeveling (EU) 2022/822 van de Commissie van 18 mei 2022 over het versnellen van de procedures voor de verlening van vergunningen voor projecten op het gebied van hernieuwbare energie en het faciliteren van stroomafnameovereenkomsten, 25.05.2022, PB L146/132.

54 European Commission, Proposal for a Directive amending Directive (EU)2018/2001 [...], *Op.cit*, COM(2022) 222 final, p. 23 (pagina in de Engelse versie).

55 *Ibid*, p.24 (pagina in de Engelse versie). Naast haar wetgevingsvoorstel, heeft de Commissie ook een specifieke Mededeling gepubliceerd. Zie, European Commission, Communication 'EU Save Energy', 18.05.2022, COM(2022) 240 final.

56 Over deze cijfers, zie Europese Commissie, Mededeling, REPowerEU Plan, *Op. cit*, p. 12 & p.14. (pagina in de Engelse versie).

Deze opgelegde targets en maatregelen voor Europa werden vertaald in de marktscenario's voor dit Federaal Ontwikkelingsplan (§2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet). Ze zijn socio-economisch een kolossale uitdaging die elke sector zal beïnvloeden. Het nastreven van klimaatneutraliteit om zo een duurzame energietransitie op gang te brengen op een kleine 3 decennia impliceert effectief een legio aan uitdagingen: nood aan significante investeringen en mankracht, bewaken van de betaalbaarheid van het energiesysteem, technologische uitdagingen, publieke aanvaarding van nieuwe infrastructuur en lokale belangen, algemene geopolitieke belangen en nood aan transversale internationale en cross-sectorale samenwerking. Gelet op de omvang van de uitdaging, is het duidelijk dat er grootschalige acties & investeringen nodig zijn in alle energiesectoren in parallel, om de tussentijdse targets en uiteindelijke doelstelling overeind te kunnen houden.

Wanneer deze nieuwe energietransitie context voor dit Federale Ontwikkelingsplan vergeleken wordt met het vorige, dan komt het er in essentie op neer dat de Europese Unie haar energiestrategie voor de 2030 en 2050 horizon heeft geëxpliciteerd en de ambities gevoelig opgekrikt worden.

- In concreto wordt de Europese ambitie verhoogd van -40% naar -55% CO_2 emissies in 2030 ten opzichte van de 1990 niveaus. Netto koolstofneutraliteit in 2050 impliceert een ambitiestijging van -60% naar -100% CO_2 emissies ten opzichte van 1990 niveaus.
- In absolute getallen betekent dit tegen 2030 een nieuwe target van ongeveer 2100 Mton CO_2-equivalent te bereiken in plaats van de eerdere target van 3000MTon CO_2-equivalent[57] – waarbij uiteindelijk de uitstoot van de elektriciteitssector in 2030 reeds minder dan 400MTon CO_2 equivalent moet bedragen. Het startpunt in 2010 bedroeg ongeveer 5000MTon en in 2020 4000MTon. In zijn geheel betekent dat de nood aan CO_2 reductie op Europees energiesysteemniveau ongeveer verdubbeld in het decennium 2020-2030 (-2000MTon verwacht) ten opzichte van voorgaand decennium 2010-2020 (-1000MTon gerealiseerd).

Bovenstaande maakt de nood zeer concreet aan meer hernieuwbare energiebronnen in zowel de elektriciteitssector als andere sectoren, maar evenzeer de nood aan een sterke stijging van elektrificatie en toepassing van energie efficiëntie. Dit alles wordt verduidelijkt en samengevat via Figuur 2.42 uit §2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet, dewelke grafisch de cross-sectoriele uitdaging qua reductie van broeikasgassen in CO_2-equivalenten weergeeft van 1990 tot en met 2050. Uit deze figuur volgt ook dat de uitrol van negatieve emissie technologie zoals koolstofafvanging en hergebruik reeds (Carbon Removal Technologies) in het komend decennium reeds noodzakelijk geacht wordt om binnen het koolstofbudget te blijven. Deze technologie bevindt zich nog in een ontwikkelingsstadium. De actuele verwachting is dat beperkte CO_2-emissies in 2050 nog steeds zullen plaatsvinden, dewelke hiermee gecompenseerd kunnen worden. Daarnaast heeft Europa via de Klimaatwet zich er ook toe gebonden om ook na 2050 voor netto negatieve emissies te trachten te zorgen.

De doelstellingen op de horizon 2030 en 2050 tonen duidelijk de immense versnelling die nodig is. Figuren 2.40 en 2.41 uit §2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet maken dit nog meer tastbaar. Deze figuren tonen de totale en relatieve CO_2-uitstoot in de elektriciteitssector voor alle marktscenario's uit §2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet. Hierin kan men afleiden dat de elektriciteitssector ongeveer 100g $CO_2/kWh_{elektrisch}$ nog mag uitstoten in 2030 op Europees niveau, terwijl die uitstoot vandaag nog rond de 250g $CO_2/kWh_{elektrisch}$ schommelt.

57 Broeikasgasemissies traject in een 1,5°C scenario - COM(2018) 773 final, pagina 23, Figuur 1.6.

1.2.3. DE ENERGIETRANSITIE IN BELGIË

1.2.3.1. Beleid in België

In het kader van het hierboven gemelde Europese energiebeleid zal de Belgische regering ernaar streven de vooropgestelde streefdoelen te bereiken om ook tegen 2050 [BEL-1] een koolstofneutrale Belgische samenleving mogelijk te maken en streeft ze naar een betrouwbare, betaalbare en duurzame energievoorziening voor zowel bedrijven als huishoudens. Daartoe voert de Belgische regering verschillende beleidslijnen en maatregelen uit, die in dit hoofdstuk nader worden beschreven.

In het kader van de gedeeltelijke kernuitstap [BEL-2] en met het oog op de transitie naar koolstofneutraliteit heeft de Belgische regering de CRM-wet[58] goedgekeurd, die tot doel heeft nieuwe capaciteit te subsidiëren om de continuïteit van de voorziening in België te waarborgen. In overeenstemming met de wet neemt Elia deel aan de ontwikkeling en de uitvoering van het mechanisme. De eerste leveringsperiode begint in de winter van 2025-2026 en de eerste Y-4 veiling in 2021 heeft de deelname van een technologische mix van nieuwe thermische capaciteiten, opslag en vraagrespons aangetoond.

Om de subsidiëring van de offshore elektriciteitsproductie te garanderen en tegelijk de prijzen betaalbaar te houden, heeft de Belgische overheid een eerste stap gezet in de richting van een energienorm door de subsidiëring te financieren via een accijns en de hoogte van de heffing vast te leggen, om toekomstige prijsstijgingen voortvloeiend uit de subsidiëring van offshore windenergie te vermijden[59].

Naar aanleiding van de Directieve hernieuwbare energie[60] en overeenkomstig de Verordening inzake het bestuur van de energie-unie[61] zal uiterlijk in juni 2023 een ontwerp voor de bijwerking van het Nationaal Energie- en Klimaatplan (NEKP) van 2019 worden ingediend. De definitieve versie van het NEKP wordt een jaar later verwacht, in juni 2024. Daarna zal het NEKP om de 10 jaar worden bijgewerkt en zullen om de 2 jaar de vorderingen inzake de uitvoering ervan worden geëvalueerd. De ambities van het NEKP van 2019 [BEL-3] betreffende de integratie van HEB in het totale eindverbruik van elektriciteit (aandeel HEB-E) en het energieverbruik (aandeel HEB):

· Integratie van HEB in België tegen 2030 van 17,5 %

· Integratie van HEB-E in België tegen 2030 van 37,4 %

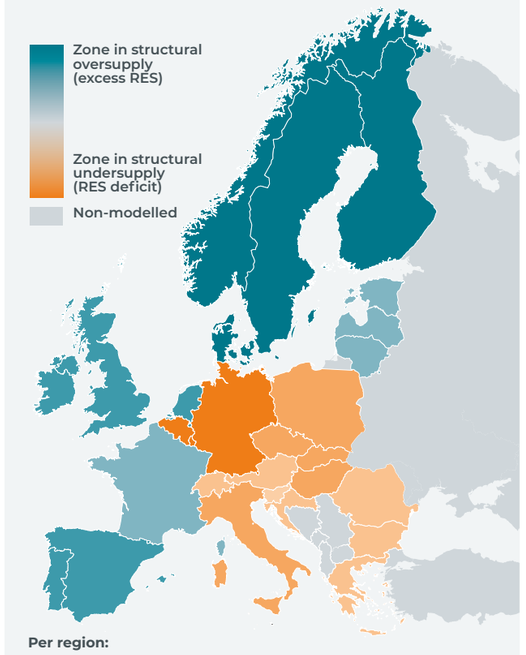
Op basis van een vergelijking van de werkelijke waarden van 2020 met de waarden van het NEKP van 2019 en gelet op de nieuwe ambities van de Europese Green Deal, zullen aanvullende maatregelen moeten worden genomen. Sommige daarvan werden reeds door de Belgische regering gelanceerd, zoals hieronder beschreven.

Met het oog op de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, het waarborgen van de continuïteit van de energievoorziening en de bevordering van de marktintegratie zorgt de regering ervoor dat ons land een voortrekkersrol blijft spelen in het onderzoek naar en de ontwikkeling van offshore energie. In dit kader heeft Elia verschillende initiatieven bestudeerd en voorgesteld aan de regering, die uiteindelijk heeft ingestemd[62] met het concept van een energie-eiland in de Prinses Elisabeth-zone in de Noordzee. Dit eiland zal worden uitgerust met transmissie-infrastructuur om de integratie van 3,5 GW aan offshore windenergie mogelijk te maken. Dit is een grote toename in vergelijking met de eerdere doelstellingen van het NEKP van 2019 wat betreft de offshore HEB-capaciteit. Bovendien zal het eiland worden ontworpen om één of meer interconnecties te herbergen en vormt het de eerste stap in de richting van een toekomstig offshore netwerk.

De centrale positie van ons land in Europa biedt de mogelijkheid om bij te dragen aan het maatschappelijk welzijn van huidige en toekomstige generaties. Daarom heeft de regering, in partnerschap met de gefedereerde entiteiten, een belangrijke energie- en klimaatcomponent opgenomen in het Interfederaal Plan voor Herstel en Veerkracht [BEL-4]. Dit gebeurt in het kader van het Europese herstelplan om de economische en sociale schade ten gevolge van de coronapandemie te helpen herstellen. Op federaal niveau zal het Belgische plan er met name op gericht zijn bij te dragen tot de financiering van het energie-eilandproject in de Noordzee, de ontwikkeling van een infrastructuur voor het vervoer van waterstof en CO_2, alsmede onderzoek en ontwikkeling inzake het gebruik van waterstof waar dit het efficientst is en het afvangen van CO_2.

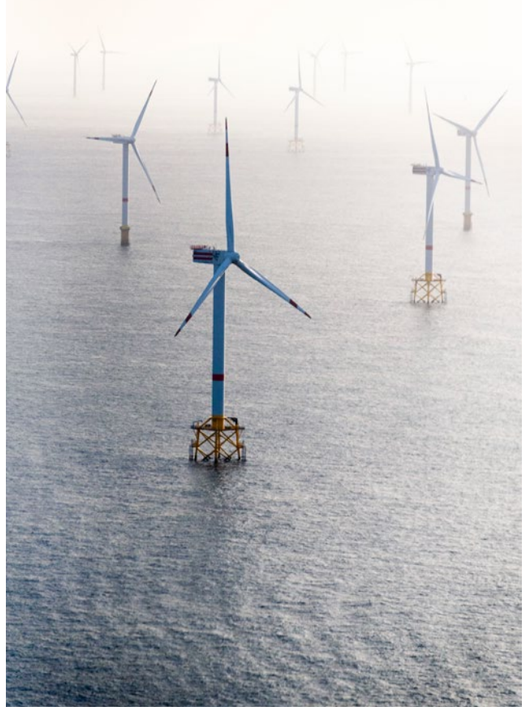
België, onze buurlanden en de rest van Europa zitten allen op het pad van decarbonisatie van energie en elektriciteitssectoren, echter is het HEB-potentieel niet overal even groot en dus ook de uitdaging & snelheid waarmee deze schaarse energiebronnen ontgonnen kunnen worden. Voorts betekent dit dat we naast HEB-ontwikkeling nationaal ook hernieuwbare energie zullen moeten importeren, om zowel ons elektriciteitssysteem als de andere sectoren tijdig te kunnen decarboniseren. Dit wordt geïllustreerd in volgende figuur, waarbij het onevenwicht tussen verschillende Europese lidstaten in kaart gebracht wordt qua energetisch potentieel.

FIGUUR 1.8: ROADMAP TO NET ZERO STUDIE ELIA – ILLUSTRATIE LANDEN MET TEKORTEN OF OVERSCHOTTEN AAN HEB POTENTIEEL



Om aan de Europese doelstellingen te voldoen in 2030, is het daarenboven noodzakelijk om gemiddeld in Europa een minimum HEB-E share van 60% te halen om zo de koolstofintensiteit van elektriciteitsproductie gemiddeld onder de 100g CO_2/kWh elektrisch te brengen[63]. Vanuit het Belgisch perspectief betekent dit dat er nog een grote weg af te leggen is ten opzichte van de huidige situatie zeker in de verwachte context van stijgende elektrificatie van de elektriciteitsvraag, dewelke substantieel zal zijn in België onder meer gedreven voor industriële decarbonisatie ambities o.a. in de havengebieden.

Tenslotte, om de Europese doelstelling van CO_2-reductie te halen zijn verdere interconnecties voor België ook noodzakelijk op de horizon 2030, om meer nieuwe en bestaande hernieuwbare energiebronnen beter te integreren om ultiem brandstof en CO_2 besparingen gezamenlijk met andere lidstaten teweeg te brengen. Enkel rekenen op import is uiteraard geen optie gelet op de gezamenlijke uitdaging voor alle EU landen om de energiemix zo snel mogelijk te decarboniseren.



58 Wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen.

59 Wet van 27 december 2021 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

60 Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG en Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen.

61 Verordening (EU) 2018/1999 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 inzake het bestuur van de energie-unie en van de klimaatactie, tot wijziging van Richtlijn 94/22/EG, Richtlijn 98/70/EG, Richtlijn 2009/31/EG, Verordening (EG) nr. 663/2009, Verordening (EG) nr. 715/2009, Richtlijn 2009/73/EG, Richtlijn 2009/119/EG van de Raad, Richtlijn 2010/31/EU, Richtlijn 2012/27/EU, Richtlijn 2013/30/EU en Richtlijn (EU) 2015/652 van de Raad, en tot intrekking van Verordening (EU) nr. 525/2013.

62 Goedkeuring van de ministerraad van 23 december 2021 van een ontwerp van ministerieel besluit tot vaststelling van het ontwerp voor de uitbreiding van het Modular Offshore Grid voor de Prinses Elisabeth-zone.

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

1.2.3.2. Roadmap to net zero

In 2021 heeft Elia een overkoepelende studie [ELI-3] uitgevoerd voor het energiesysteem om een inzicht te krijgen over hoe een klimaatneutraal Europa eruit zou kunnen zien en wat dit aan systemische uitdagingen betekent. Twee verschillende transitiepaden worden doorgerekend op Europees niveau: één gebaseerd op sterke elektrificatie en een ander uitgaand van een grotere rol voor groene moleculen zoals bijv. groene waterstof. De belangrijkste boodschappen worden hier kort herhaald om zo concreet mogelijk de uitdagingen voor het elektriciteit systeem en daarbuiten te schetsen. Het Federale Ontwikkelingsplan op de horizon 2024-2034 is een nieuwe stap in deze richting en tracht deze Europese en Belgische conclusies maximaal in rekening te brengen, zodat de juiste investeringen tijdig gelanceerd worden en de doelstellingen bereikt kunnen worden.

- Het pad gebaseerd op sterke elektrificatie leidt tot een lagere nood aan primaire energie om de eindvraag af te dekken. Het verschil met het molecule-gebaseerd pad is ongeveer 1800 TWh per jaar op Europees niveau, wat ongeveer overeenkomt met de equivalente jaarlijkse productie van 400 GW offshore wind. Maximale elektrificatie laat toe om de energie eindvraag zo efficiënt mogelijk af te dekken en het schaarse HEB potentieel in Europa optimaal te benutten. Elektrificatie is daarmee ook de snelste weg naar decarbonisatie en kan toelaten om intermediaire targets voor 2050 te halen.
- De snelheid van cultivatie van de hernieuwbare energiebronnen in Europa moet versnellen met een factor 3 ten opzichte van de eerder gekende snelheid van de energietransitie in het laatste decennium om de stijgende elektrificatienoden af te dekken.
- De uitbouw van fotovoltaïsche energie en windenergie moet hand in hand gaan. Een goede mix van beide bronnen zorgt ervoor dat er zowel in de zomer (meer productie van zon) als in de winter (meer productie van wind) voldoende hernieuwbare energie geproduceerd wordt. Interconnecties laten toe om de schommelingen van zon en wind uit te middelen op Europees niveau, wat de nood aan flexibiliteit doet dalen. De studie toont ook aan dat er een nood is aan zogenaamde stuurbare capaciteit om periodes te overbruggen van één tot enkele weken met lage productie van wind en zon. De elektrificatie van eindgebruik, zoals elektrische wagens en warmtepompen, gecombineerd met opslag (thuisbatterijen, ...) zal flexibiliteit aan het net verschaffen die cruciaal is om de dagelijkse schommelingen van fotovoltaïsche energie af te dekken. Dit vereist verregaande digitalisatie en nieuwe marktmechanismen om deze flexibiliteit beschikbaar te maken.
- Europa heeft intrinsiek (groene) moleculen nodig naast elektronen voor een volledig cross-sectorale decarbonisering in 2050, en zal structureel moeten rekenen op import van moleculen van buiten Europa, om klimaatneutraliteit te kunnen bereiken en waarbij het pad gebaseerd op groene moleculen een grotere nood aan import vereist van buiten Europa. In een klimaatneutraal Europa is de beschikbaarheid van hernieuwbare energiebronnen intrinsiek schaars en vereist dus een rationele aanpak die toelaat om het beperkte Europese potentieel zo optimaal te benutten en te kunnen delen via interconnecties.

- Groene moleculen moeten geprioriteerd worden waar elektrificatie geen optie is, zoals bijvoorbeeld in bepaalde industriële processen. De lokale productie van waterstof kan enkel beschouwd worden indien er -lokaal of via interconnectie- voldoende groene elektronen beschikbaar zijn om de toekomstige elektrificatienoden af te dekken. Indien dit niet het geval is, kan de lokale productie van groene moleculen verdere elektrificatie in de weg staan. Dit zou immers leiden tot een lock-in waarbij verdere decarbonisatie enkel kan gebeuren op basis van groene moleculen, gepaard gaande met een grotere nood aan HEB uitbouw en import van buiten Europa.
- Het elektriciteitssysteem zal een grote rol spelen in de energietransitie via zijn interconnecties en interne versterkingen om de groene energiebronnen zo efficiënt mogelijk van aanbod naar de vraag (of opslag) te kunnen transporteren en ultiem ook te balanceren.

Met het zicht op 2050, hetgeen buiten de horizon van dit plan ligt, toont de overkoepelende studie van Elia aan dat er in België in beide transitiepaden onvoldoende potentieel is om deze HEB-capaciteit enkel nationaal te vinden, hetgeen betekent dat België ook dient te rekenen op HEB buiten zijn grenzen. De ligging van België aan de Noordzee, met een zeer groot potentieel aan offshore wind, zal hierbij een belangrijke rol spelen. België dient te kijken naar samenwerking met andere landen voor de uitbouw van dit potentieel.

Het is daarom cruciaal dat het Belgisch elektriciteitsnetwerk kan expanderen en zo met partnerships nieuwe hernieuwbare energieproductie uit onder andere de Noordzee kan integreren, alsook dat de ruggengraat van het Belgisch elektriciteitsnetwerk voldoende en tijdig versterkt wordt om deze en andere hernieuwbare energiebronnen te integreren. De uitdaging zal ook zijn om de facilitering van stijgende elektrificatie in België voor andere sectoren te realiseren, zodat we uiteindelijk een elektrische vraag die ruim boven de 100 TWh op jaarbasis uitkomt afhankelijk van het beschouwde scenario, en dit ten opzichte van eerder gekende historische 80 à 90 TWh niveaus.

De Roadmap to Net Zero studie toont aan dat -voor het elektrificatiepad en uitgaande van een geinstalleerde capaciteit van 6 GW offshore wind, 8 GW onshore wind en 40 GW PV in België tegen 2050- er een tekort zal zijn van ongeveer 80 TWh aan HEB in België om de vraag naar elektriciteit af te dekken. Qua grootte-orde is dit het equivalent[64] van ongeveer 18 GW offshore wind. Het is duidelijk dat de huidige projecten qua offshore wind integratie Triton (3GW), MOG2 (3,5GW), MOG1 (2,3GW) slechts een eerste stap hiernaartoe zijn.

Naast een grotere integratie van HEB moet natuurlijk ook de nodige stuurbare capaciteit geïntegreerd worden, die cruciaal is om langdurige periodes van één tot meerdere weken af te dekken met een lage productie aan wind en zon. Daarnaast spelen een goede RES mix, voldoende interconnectie en de ontwikkeling van flexibiliteit bij eindgebruikers (via digitalisatie) een cruciale rol om het evenwicht van het net efficiënt en adequaat te garanderen op elk moment.

Samengevat is het duidelijk dat een koolstofneutraal energie- en elektriciteitssysteem tegen 2050 een fundamentele verschuiving vereist naar afname die de productie uit HEB kan volgen, aangevuld met de nodige andere flexibiliteitsmiddelen op lokaal (vraagrespons en stuurbare capaciteit) en grensoverschrijdend niveau (via invoer/uitvoer) om eventuele resterende onevenwichten te dekken.

64 In termen van jaarlijkse energieproductie zonder opslag. Andere technologiemixen zijn ook mogelijk en kunnen zowel offshore als onshore worden ontwikkeld.

1.3 Drijfveren van de Netontwikkeling

Zoals in voorgaande secties toegelicht, dient het Federaal Ontwikkelingsplan een overzicht te geven van de behoeften aan toekomstige transmissiecapaciteit en het bijhorende investeringsprogramma, om de nagestreefde doelstellingen op Nationaal en Europees niveau te bereiken. Vooraleer met gedetailleerde studies (§1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net) te starten, is het belangrijk om een overzicht te verkrijgen van de mogelijke drijfveren achter de systeemnoden en uiteindelijk de investeringsprojecten. Een drijfveer is de achterliggende reden of evolutie waardoor er specifieke ontwikkelingsnoden voor het transmissienet kunnen ontstaan. Elia hanteert 5 clusters van drijfveren, die in deze sectie besproken worden. Dit hoofdstuk geeft een overzicht in vogelvlucht van deze clusters. Vervolgens zal in de volgende sectie (§1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net) toegelicht worden hoe deze drijfveren in een eerste stap vertaald worden in systeembehoeften en in een tweede stap tot investeringsprojecten. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de uitgewerkte infrastructuurprojecten meestal een antwoord bieden op meer dan één van onderstaande drijfveren. Het is ook belangrijk om te melden dat het niet de bedoeling is om een exhaustieve opsomming te geven van alle onderliggende factoren of evoluties.

De 5 clusters van drijfveren zijn:

1. Europese Ontwikkeling en Bevoorradingszekerheid;
2. Duurzaamheid;
3. Klanten en Distributienetbeheerders;
4. Betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening;
5. Functionele en technologische conformiteit.

1.3.1. EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID

ONTWIKKELING VAN DE EUROPESE ELEKTRICITEITSMARKT

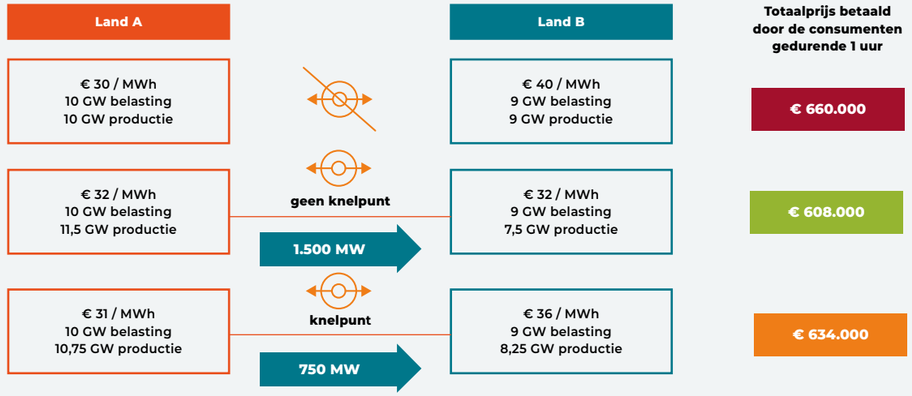
In het verleden werden transmissienetten vooral ontwikkeld binnen de nationale geografische grenzen. Verbindingen of interconnecties tussen de netten van verschillende landen hadden voornamelijk als doel om elkaar te kunnen ondersteunen in geval van noodsituaties. Met de liberalisering van de elektriciteitsmarkt had de Europese Unie het creëren van een ééngemaakte Europese elektriciteitsmarkt tot doel. Dit betekent dat de Belgische elektriciteitsmarkt vanaf toen open stond voor concurrentie door eender welke Europese leverancier van elektriciteit, als het om leveringen aan particulieren en professionele afnemers gaat.

Met deze evolutie veranderde natuurlijk ook de rol van de grensoverschrijdende interconnecties. Het zijn immers deze interconnecties die het mogelijk maakten om **elektrische energie uit te wisselen** tussen verschillende landen. Zo kan een leverancier met een productie-eenheid gevestigd in bijvoorbeeld Nederland of Frankrijk elektrische energie verkopen in België, en omgekeerd.

Echter, gezien de initiële opzet om de interconnecties enkel te gebruiken in geval van nood, waren deze niet zo sterk uitgebouwd als de interne transmissienetten van de verschillende landen, en vormden ze eigenlijk **knelpunten** in het transmissienet. Indien er tussen twee landen niet voldoende transmissiecapaciteit bestaat, zal er een verschil in de marktprijs voor elektriciteit tussen deze landen ontstaan. Het land met de laagste marktprijs, zal elektriciteit willen uitvoeren naar het land met de hogere marktprijs, maar wordt hierin beperkt door het **knelpunt of congestie** in transmissiecapaciteit op de grens. Het land met de hogere marktprijs dient dus noodgedwongen duurdere elektriciteit op eigen bodem te produceren.

De internationale verbindingen zijn aldus van essentieel belang voor de totstandkoming van een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt, die het concurrentievermogen van onze economie ten goede komt en dus resulteert in een stijging van de welvaart. Zeer concreet betekent dit dat dankzij de interconnectoren de meest optimale energiemix op Europees niveau bereikt kan worden, waarbij de meest kosten-efficiënte energiebronnen eerst ingezet worden over de landsgrenzen heen.

FIGUUR 1.9: VEREENVOUDIGDE VOORSTELLING VAN DE POSITIEVE IMPACT VOOR DE SAMENLEVING VAN EEN INTERCONNECTOR OP DE ELEKTRICITEITSMARKT VOOR ÉÉN BEPAALD UUR. HET BEDRAG IN X €/MWH STELT HIER DE PRIJS VOOR DIE DE CONSUMENTEN BETALEN OP DE GROOTHANDELSMARKT PER MWH



Met de noodzaak om meer en meer **hernieuwbare elektriciteit** in het elektriciteitssysteem te integreren, winnen deze interconnectoren nog meer aan belang. De geografische verschillen binnen Europa zorgen immers voor een ongelijk potentieel voor de ontwikkeling van deze hernieuwbare bronnen, wat nieuwe mogelijkheden biedt voor energie-uitwisselingen tussen landen. Landen met een groter potentieel aan hernieuwbare energiebronnen kunnen op bepaalde momenten immers een overschot aan hernieuwbare energieproductie hebben, die via de grensoverschrijdende interconnectoren beschikbaar gemaakt worden aan landen met minder potentieel. Zeker voor een land als België, waar het binnenlands potentieel aan hernieuwbare energiebronnen onvoldoende is om aan alle toekomstige noden te voldoen, is het belang hiervan niet te onderschatten.

Hieraan gekoppeld dient ook vermeld te worden dat het volatiele karakter van hernieuwbare bronnen ook deels opgevangen kan worden door een goed geïnterconnecteerd elektriciteitssysteem, wegens de geografische spreiding van de elektriciteitsproductie. De massale integratie van deze hernieuwbare energiebronnen in het energiesysteem gaat dus gepaard met de nood tot versterking of uitbreiding van de interconnecties.

De verdere ontwikkeling of versterking van interconnecties moet goed worden afgestemd met de ontwikkeling of versterking van de interne backbone, zodat marktspelers kunnen beschikken over een optimale capaciteit voor import en export, en deze niet beperkt wordt door overbelastingen in het interne net. Gezien de lange doorlooptijden voor grote hoogspanningsprojecten, de intrinsieke risico's gelinkt aan het (tijdig) bekomen van vergunningen en publieke aanvaarding en de (soms beperkte) mogelijkheden om deze ingrijpende werken in te plannen, is het nodig om deze projecten tijdig op te starten en het nodige draagvlak te creëren, net om te voorkomen dat het transmissienet een blokkerende factor zou zijn voor de energietransitie. De strategie is om het transmissienetwerk tijdig op te leveren, opdat het de energietransitie zou faciliteren, zelfs versterken.

Het is de taak van Elia om na te gaan, d.m.v. markt- en netwerksimulaties, op welke grenzen de bovenstaande drijfveren leiden tot een concrete nood voor verdere uitbreiding van grensoverschrijdende verbindingen en hiervoor verantwoorde infrastructuurprojecten te ontwikkelen. Met de vooruitgang van de technologie dient opgemerkt te worden dat men hierin niet meer beperkt is tot de nabije buurlanden, maar dat er ook overzeese verbindingen met verder gelegen landen mogelijk zijn. Tevens zal er uit deze simulaties ook volgen waar er knelpunten of congesties ontstaan in de interne backbone.

BEVOORRADINGSZEKERHEID

Het garanderen van de bevoorradingszekerheid vereist voldoende capaciteit in de elektriciteitsmarkt. Het bepalen van deze capaciteit gaat voorbij aan de perimeter van het ontwikkelingsplan. Zoals beschreven op de Elia website [ELI-4] bestaat er in België een Capaciteit Remuneratie Mechanisme (CRM) om ervoor te zorgen dat er op de kritische momenten voldoende capaciteit ter beschikking staat om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Hiervoor bestond het principe van de Strategische Reserve [ELI-5].

Indien bepaalde **nieuwe capaciteit (productie, opslag of vraagbeheer)** weerhouden werd in de georganiseerde veilingen ter implementatie van het bovenstaande mechanisme, dient deze nog in het net geïntegreerd te worden. In functie van de locatie en de structuur van het transmissienet kunnen bepaalde ontwikkelingsnoden voor de backbone van het elektriciteitssysteem ontstaan.

Ook de **interconnecties** zijn van belang voor het behoud van de bevoorradingszekerheid van België. De interconnecties maken het mogelijk dat landen elkaar bijstaan. Ze zorgen ervoor dat productie en verbruik op elkaar kunnen worden afgestemd door energie-invoer mogelijk te maken wanneer de binnenlandse productie ontoereikend zou blijken.

Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat er nooit kan gegarandeerd worden dat de nodige energie in het buitenland beschikbaar is. De mate waarin de bestaande interconnecties bijdragen tot de bevoorradingszekerheid wordt behandeld in de Adequacy and Flexibility studie [ELI-6].

Naast bovenstaande drijfveren, die vooral aanleiding kunnen geven tot bijkomende transportcapaciteit, bevat deze cluster ook de drijfveren gerelateerd aan de **systeemstabiliteit**. Om een goede bevoorradingszekerheid te garanderen, moet de stabiliteit van het systeem immers ook te allen tijde gegarandeerd zijn. Er bestaat een grote enveloppe aan verschillende fenomenen die zich op het net kunnen voordoen en de stabiliteit in gedrang kunnen brengen. Een belangrijke evolutie hierbij is de graduele vervanging van klassieke thermische centrales door hernieuwbare bronnen. Deze hernieuwbare bronnen maken doorgaans gebruik van vermogen elektronische convertoren (§2.3 Technologie in de energietransitie), die specifieke uitdagingen voor het behoud van de stabiliteit met zich mee kunnen brengen. Ook de evolutie van het reactieve vermogen, dat de spanningsstabiliteit kan beïnvloeden, is het vermelden waard.

Alhoewel de Europese ontwikkeling en de bevoorradingszekerheid hierboven als twee aparte onderwerpen besproken werden, zijn ze in realiteit sterk met elkaar verweven gezien de wederzijdse beïnvloeding en worden ze beschouwd als één cluster. Nieuwe capaciteit zal immers deel uitmaken van de Europese elektriciteitsmarkt dankzij de interconnectoren, en kan zelfs leiden tot een verandering in de noden voor bijkomende interconnecties.

1.3.2. DUURZAAMHEID

Zoals beschreven in het jaarlijkse Duurzaamheidsverslag [ELI-7] ondersteunt Elia de **European Green Deal**. Deze cluster bevat dan ook de drijfveren tot ontwikkeling van het transmissienet die voortvloeien uit de ambitie tot het verwezenlijken van de Europese, Nationale en Regionale doelstellingen inzake hernieuwbare energie, klimaat en het koolstofarm maken van de samenleving. Deze cluster bevat natuurlijk een omvangrijke groep aan drijfveren. In de huidige context zijn echter de ontwikkeling van hernieuwbare energie en de elektrificatie van verschillende sectoren de meest relevante. Beide worden hieronder algemeen besproken. In het hoofdstuk 3. Identificatie van de systeembehoeften zal er dieper ingegaan worden op de behoeften die ontstaan ten gevolge van deze evoluties.

ONTWIKKELING VAN HERNIEUWBARE ENERGIE

Het integreren van grote hoeveelheden hernieuwbare energie in het transmissienet is in dit kader één van de meest bepalende evoluties. De ontwikkeling van grote hoeveelheden bijkomende hernieuwbare energie vanuit de Noordzee (voornamelijk wind maar ook andere technologieën zoals drijvende zonnepanelen worden onderzocht), zowel in Belgische wateren als daarbuiten, zal vooral het Horizontaal systeem (zowel on- als offshore) beïnvloeden. De integratie van decentrale hernieuwbare productie gebeurt in België voornamelijk via het verticaal systeem.

Het bestaande transmissienet biedt reeds een aanzienlijke onthaalcapaciteit voor decentrale productie, voor zover deze geografisch gespreid is. Dankzij die capaciteit kon reeds het grootste deel van de bestaande productie van dit type worden aangesloten. Ook in de toekomst blijft het van belang dat dit type productie bij voorkeur gerealiseerd wordt daar waar de hoogspanningsnetten over voldoende resterende onthaalcapaciteit beschikken. In een aantal gevallen kan de toename van de decentrale productie echter wel een specifieke versterking of uitbreidingen van het net rechtvaardigen.

ELEKTRIFICATIE

Zoals toegelicht in §2.2 Een geïntegreerd energiesysteem met betrekking tot de Europese strategie omtrent Energy System Integration in het kader van de Green Deal, is elektrificatie in bepaalde sectoren de juiste aanpak om de Energie Efficiëntie sterk te verhogen en hiermee ook de CO_2-emissies van die betrokken sectoren te beperken. In de huidige context zijn de elektrische voertuigen en warmtepompen de meest bekende voorbeelden, maar ook in bepaalde industriële sectoren kan men een significant potentieel voor elektrificatie terugvinden. Dergelijke evoluties kunnen het elektriciteitsverbruik lokaal sterk doen toenemen en dus ook significante aanpassingen in het elektriciteitsnet, of het operationele beheer hiervan, noodzaken. Waar elektrische voertuigen en warmtepompen in de eerste plaats het verticale systeem zullen beïnvloeden, zal de elektrificatie van de industrie een grote invloed hebben op de netuitbouw van het horizontale systeem.

1.3.3. KLANTEN EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS

Elia pleegt op regelmatige basis overleg met haar rechtstreeks aangesloten netgebruikers en met de distributienetbeheerders teneinde op efficiënte wijze in te kunnen spelen op hun behoeften. In het geval van rechtstreekse netgebruikers kan zich dit vertalen in een nood aan verhoging van de capaciteit van het transmissienet, of in een uitbreiding van het transmissienet.

Samen met de distributienetbeheerders wordt voornamelijk de behoefte aan bijkomende capaciteit van de middenspanningstransformatie in kaart gebracht. Hier dient wel opgemerkt te worden dat er een link is met de voorgaande driver m.b.t. duurzaamheid. De integratie van hernieuwbare energie in het distributienet en de impact van de elektrificatie kan immers ook de nodige transformatiecapaciteit tussen het transmissie- en distributienet beïnvloeden. Deze evoluties worden dan via deze weg geïdentificeerd.

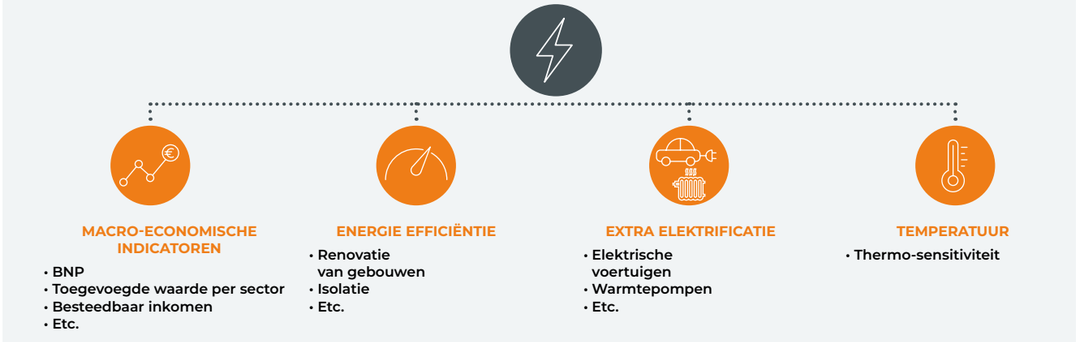
1.3.4. BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING

Deze drijfveer verwijst voornamelijk naar de **algemene evoluties in elektriciteitsverbruik en de modernisering van verouderde uitrustingen.**

ALGEMENE EVOLUTIE IN HET ELEKTRICITEITSVERBRUIK

Om tijdig te kunnen anticiperen op een toename in het elektriciteitsverbruik, maakt Elia vooruitzichten van het toekomstig elektriciteitsverbruik. De drijfveer elektrificatie, zoals hierboven besproken in het kader van de duurzaamheid, heeft natuurlijk ook een impact op het elektriciteitsverbruik en wordt in deze prognoses mee in rekening gebracht. Gezien het specifieke[65] en disruptieve[66] karakter werd deze echter bij duurzaamheid gecatalogeerd. De drijfveer in deze cluster omvat de algemene evolutie van het elektriciteitsverbruik omwille van bevolkingsgroei of een stijging in economische activiteit, die op Belgisch niveau een meer evolutief[67] karakter hebben.

FIGUUR 1.10: BELANGRIJKSTE FACTOREN TER BEPALING VAN HET ELEKTRICITEITSVERBRUIK



- **Macro-economische indicatoren**
  Een toename van de bevolking of van de economische activiteit, zoals het ontwikkelen van nieuwe industriezones, zal het elektriciteitsverbruik beïnvloeden. Een verhoging van de welvaart in bepaalde regio's heeft doorgaans ook tot gevolg dat het elektriciteitsverbruik toeneemt.
- **Temperatuur**
  Dit verwijst naar het feit dat het elektriciteitsverbruik afhankelijk is van de omgevingstemperatuur of thermo-sensitief. In een jaar met veel koudegolven bijvoorbeeld, zal het elektriciteitsverbruik in de winter aanzienlijk hoger zijn dan andere jaren. Dergelijke uitzonderlijke fenomenen worden in de vooruitzichten gecorrigeerd, om ervoor te zorgen dat er de investeringsbeslissingen rekening houden met de (on)waarschijnlijkheid van dergelijke gebeurtenissen.
- **Energie efficiëntie**
  Een toenemende graad van energie efficiëntie door meer efficiënte verlichting, betere isolatie van woningen, etc., … zal het elektriciteitsverbruik doen afnemen.

65 Toename in elektrificatie is een rechtstreeks gevolg van de duurzaamheidsambities van Europa.
66 Er wordt een grote stijging verwacht in een beperkte tijd, waarna een stabilisatie zal optreden.
67 Langzamere en minder plotse veranderingen.

§2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet geeft de vooruitzichten weer die in het kader van dit plan gebruikt werden. Gelet op de onzekerheden die met deze mogelijk tegenstrijdige evoluties gepaard gaan, stelt het Ontwikkelingsplan een lijst van investeringen voor die noodzakelijk zijn om de geïdentificeerde verbruiksevoluties het hoofd te bieden. Hun uitvoeringsplanning zal echter regelmatig herbekeken en bijgestuurd worden in functie van de daadwerkelijke evolutie van het verbruik, onder andere in het kader van het opstellen van volgende edities van het Federaal Ontwikkelingsplan.

MODERNISERING VAN VEROUDERDE UITRUSTINGEN

Het Belgische transmissienet is met de economische ontwikkeling van België meegegroeid. Het is het resultaat van verschillende investeringsgolven die teruggaan tot de onderlinge koppeling van industriële bekkens en de oprichting van elektriciteitsbedrijven tijdens het interbellum, met vervolgens de sterke economische groei na de Tweede Wereldoorlog, de opkomst van kernenergie, de aansluiting van gascentrales met gecombineerde cyclus en tot slot de huidige context van veroudering van bestaande uitrustingen, de sterke ontwikkeling van hernieuwbare productie onshore en offshore, alsook de integratie van de markten.

De verschillende onderdelen van het transmissienet hebben elk een eigen typische levensduur. Transformatoren, kabels en luchtlijnen hebben een levensduur van respectievelijk 60, 70 en zelfs 80 jaar en meer. De levensduur van beveiligingsuitrustingen, daarentegen, neemt af met de technologische evoluties (van elektromechanisch over elektronisch naar digitaal). De modernis ering van verouderde uitrustingen vormt dan ook een belangrijke drijfveer voor het transmissienet. Deze uitrustingen moeten worden vervangen om de netgebruikers een zeer hoog niveau van betrouwbaarheid en veiligheid te blijven garanderen.

Het is belangrijk om te begrijpen dat "veroudering" veel verder reikt dan louter slijtage. Het gaat hier om een uitrusting die niet meer optimaal functioneert in zijn omgeving, waardoor aanzienlijke risico's kunnen ontstaan op het gebied van betrouwbaarheid van de (lokale) energievoorziening (bijvoorbeeld na de faling van een uitrusting). In de §1.4.2.4 Modellen voor de conditie en prestatie van de uitrustingen, wordt er toegelicht hoe Elia bepaalt wanneer een toestel "verouderd" is. De systeembehoeften die hieruit volgen zullen verduidelijkt worden in §3.8 Vervangingsnoden.

Een andere belangrijke evolutie in dit kader is het omgaan met de gevolgen van klimaatverandering oftewel fysieke klimaatrisico's. Fysieke klimaatrisico's vallen onder twee categorieën: chronische en acute. Op basis van de beste klimaatscenario's die vandaag de dag beschikbaar zijn, heeft een kwetsbaarheidsbeoordeling van onze activiteiten plaatsgevonden. Deze benadrukte de mogelijks schadelijke effecten van hittegolven, koudegolven, stormen, droogte en bosbranden op de netinfrastructuur. Al deze verschijnselen behoren tot acute fysieke risico's.

Bij het ontwerp van onze infrastructuur werd reeds rekening gehouden met strenge klimaatomstandigheden. In de toekomst kunnen echter nog verdere verbeteringen nodig zijn. Er hebben zich immers al gebeurtenissen voorgedaan met ongekende frequentie en intensiteit en de stijgende maturiteit van klimaatscenario's zal inzichten blijven verschaffen rond minder bekende extreme fenomenen. Dit verhoogde bewustzijn zal hoogstwaarschijnlijk leiden tot herzieningen van de normen die specifiëren hoe het structurele ontwerp van elektriciteitsinfrastructuur in Europa moet worden uitgevoerd en zal leiden tot de introductie van nieuwe Europese richtlijnen. Naast deze wijzigingen in de regelgeving heeft Elia het management van fysieke klimaatrisico's geïntegreerd in het risicobeheerproces. Onze experts identificeren deze risico's en beoordelen ze, evenals de gepastheid van onze reactie. Dit kan onder andere leiden tot herziening van onze specificaties of tot specifieke ontwikkelingsnoden die als doel hebben de veerkracht van ons netwerk verhogen.

Naar aanleiding van de overstromingen van juli 2021 loopt er ook een risicoanalyse. De deliverables omvatten een lijst van onderstations met overstromingsrisico's en een lijst met pragmatische maatregelen die als doel hebben de veerkracht van de bestaande en toekomstige infrastructuur te verhogen. Deze analyse is een concreet voorbeeld van hoe klimaatbestendigheid bepaalde noden voor ons netwerk kan benadrukken. Andere risico-oefeningen zullen nog volgen zodat alle acute fysieke risico's worden afgedekt en regelmatig worden herzien.

FIGUUR 1.11: OVERSTROMING VAN EEN HOOGSPANNINGSPOST TEN GEVOLGE VAN DE OVERSTROMINGEN NA DE EXTREME REGENVAL IN JULI 2021

De veroudering van onze infrastructuur is ook een belangrijke parameter waarmee rekening gehouden dient te worden bij de evaluatie van de weerbaarheid van onze infrastructuur tegen klimaatrisico's. Materialen en constructies zullen immers onvermijdelijk worden beïnvloed door tijd, omgeving en herhaalde mechanische en elektrische belasting. De tijdige vervanging van deze infrastructuur, gecombineerd met een efficiëntie circulariteitsaanpak, zal helpen om klimaatadaptatieproblemen aan te pakken en de risico's van klimaatbestendigheidsproblemen onder controle te houden.

Masten van bovengrondse hoogspanningslijnen zijn ontworpen volgens diverse historische regelgevingen en hebben daardoor een verschillende blootstelling tot klimaatrisico's. Vanwege het grote belang van de 380 kV lijnen wordt de betrouwbaarheid ervan geëvalueerd en mogelijks verhoogd in synergie met andere behoeftes zoals het verhogen van de transportcapaciteit. Daarbij worden de bestaande masten zo veel als mogelijk geoptimaliseerd wat ten goede komt aan de duurzaamheid. Voor het ontwerp van nieuwe hoogspanningsmasten past Elia telkens de laatst beschikbare normeringen (EN 50341) toe met een gepast betrouwbaarheidsniveau.

Ook andere **externe factoren** kunnen de vervanging van uitrustingen noodzakelijk maken. Zoals bijvoorbeeld de evolutie in de eisen op het vlak van de technologische omgeving en de software van de uitrusting, de economische omstandigheden, de beschikbaarheid van vervangingsonderdelen, de beschikbare vakkennis van het Elia personeel en bij de constructeur, enz.

1.3.5. FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT

Een **evolutie in de wetgeving of ambities** op het vlak van milieubescherming, van de veiligheid van personen, beveiliging van de hoogspanningsposten, autonomie na zware incidenten (§6.2 Black-out Mitigation), kan ertoe leiden dat Elia haar installaties dient aan te passen of vroegtijdig dient te vervangen. Zo werden in het verleden transformatoren met askarel-olie (PCB) vervangen en loopt momenteel een project om alle transformatoren systematisch te voorzien van een olieopvangkuip.

Onder deze cluster worden verder ook de evoluties gecatalogeerd die optreden in de wereld van de **datacommunicatie** (§6.4 Datacommunicatie). Een performante uitwisseling van gegevens is immers fundamenteel voor een betrouwbare uitbating van het net en een goede werking van de beveiligingsapparatuur.

Tevens dienen er, in functie van de evoluties in het openbare domein, af en toe hoogspanningsverbindingen verplaatst te worden.

1.4 Ontwikkelings-methodologie van het net

De projecten van het Federaal Ontwikkelingsplan zijn afgestemd op toekomstige behoeften volgende uit de drijfveren zoals toegelicht in §1.3 Drijfveren van de net-ontwikkeling. Deze liggen ook in de lijn met de desbetreffende strategische doelstellingen van Europa, België en de gewesten. Ongeacht of het gaat om projecten inzake interconnectie, interne backbone, onthaal van onshore en offshore hernieuwbare energiebronnen, centrale productie, vervanging van verouderde uitrustingen of de evolutie van het verbruik, zijn de projecten van dit plan gedefinieerd op basis van een methodologie die verloopt in 4 opeenvolgende stappen.

Deze aanpak is verenigbaar met de methodes die zijn uitgewerkt in het kader van het "Ten-Year Network Development Plan", dat tweejaarlijks door ENTSO-E wordt gepubliceerd [ENT-2]. De link met de drijfveren, zoals besproken in voorgaand hoofdstuk is niet altijd één-op-één te maken met de bovenstaande stappen. Een groot deel van de evoluties in de drijfveren worden rechtstreeks in de scenario's verwerkt, en op die manier meegenomen. Andere drijfveren worden rechtstreeks behandeld in de tweede stap "behoeftendetectie".

FIGUUR 1.12: IDENTIFICATIEPROCES VAN DE PROJECTEN VAN HET ONTWIKKELINGSPLAN

1.4.1. SCENARIO'S ALS MOGELIJKE TOEKOMSTEN VAN HET ENERGIESYSTEEM

In een eerste stap worden verhaallijnen voor de scenario's uitgewerkt. Scenario verhaallijnen beschrijven in kwalitatieve termen hoe het Europese elektriciteitssysteem er in de toekomst uit kan zien. De verhaallijnen definiëren aldus de overkoepelende principes, regels en thema's voor dewelke de scenario's in detail worden uitgewerkt. Ze bepalen het kader en de ambities binnen dewelke de scenario's verder dienen te worden uitgewerkt. Het uitwerken van de verhaallijnen houdt rekening met de verhaallijnen zoals gedefinieerd in het kader van het 2-jaarlijkse TYNDP, echter is het niet uitgesloten dat bepaalde aanpassingen of bijkomende verhaallijnen specifiek voor België nodig zijn. Voor dit ontwikkelingsplan zijn de verhaallijnen weergegeven in Hoofdstuk 2 – Figuur 1.4: Samenstelling van het scenario kader zoals uitgewerkt in het kader van voorliggend Federaal Ontwikkelingsplan.

Scenario's zijn een vertaling van deze verhaallijnen naar een uitgebreide set van coherente gegevens omtrent de geïnstalleerde productiecapaciteit per type, vraag naar elektriciteit, niveau van elektrificatie, klimaatgegevens... voor al de betrokken landen. In het algemeen wordt de term "scenario's" gebruikt om te verwijzen naar het geheel van de verhaallijnen en gedetailleerde gekwantificeerde scenario's.

Het objectief van het gebruik van scenario's is niet om de toekomst te voorspellen maar wel om een realistisch bereik van mogelijke toekomsten te kunnen capteren. Deze kunnen elk leiden tot specifieke uitdagingen voor het elektriciteitssysteem. Deze aanpak laat toe om een idee te vormen van de robuustheid van de beleidskeuzes op gebied van energie, alsook de invloed van deze keuzes op de netontwikkelingsbehoeften.

Voor het FOP 2024-2034 werden deze scenario's voor de eerste maal **in overleg met marktspelers en andere stakeholders** ontwikkeld, via de oprichting van een specifieke werkgroep [ELI-2]. De scenario's die resulteerden uit dit co-creatieproces, werden reeds door middel van een afzonderlijke publieke consultatie voorgelegd aan het algemene publiek. Uit dit proces zal tweejaarlijks een scenarioverslag resulteren voor een lange termijn horizon (30 jaar in de toekomst). Dit scenarioverslag zal steeds dienen als input voor onder meer het FOP.

Op basis van dit scenarioverslag zullen alle details van de scenario's gekwantificeerd worden in een volgende fase. §2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet beschrijft deze gekwantificeerde scenario's die in het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 worden gebruikt.

Na de ontwikkeling worden deze gedetailleerde scenario's gebruikt in de verschillende markt- en netberekeningstools om op basis hiervan elektriciteitsstromen en marktuitwisselingen te kunnen berekenen en de analyses uit de volgende sectie te kunnen uitvoeren.

1.4.2.BEHOEFTENDETECTIE

Na het uitwerken van alle details van deze scenario's, voert Elia studies uit teneinde een gedetailleerde raming te bepalen van de behoeften aan **toekomstige transmissiecapaciteit**, aan maatregelen die nodig zijn om de **dynamische stabiliteit** van het systeem in toekomstige situaties te garanderen en aan **vervanging of aanpassing van verouderde uitrustingen**. Alhoewel deze behoeftendetectie in zijn globaliteit de noden volgende uit de drijfveren zoals beschreven in §1.3 Drijfveren van de netontwikkeling omvat, dient opgemerkt te worden dat de studies hieronder beschreven meerdere drijfveren kunnen omvatten.

De volgende studies gebeuren periodiek:

1. **Marktstudies** identificeren het potentieel voor ontwikkeling van nieuwe grensoverschrijdende capaciteiten;
2. **Netstudies van de vermogensstromen** (of "loadflow-studies") tonen aan waar er "congesties" ontstaan en de transmissiecapaciteit van het net dus niet dreigt niet te volstaan;
3. **Studies van systeemstabiliteit** tonen aan welke stabiliteitsrisico's er kunnen optreden en hoe deze moeten worden aangepakt;
4. Modellen voor de **conditie en de prestatie van de uitrustingen** (veiligheid en betrouwbaarheid) geven aan welke uitrustingen aan vernieuwing, aanpassing of versterking toe zijn.

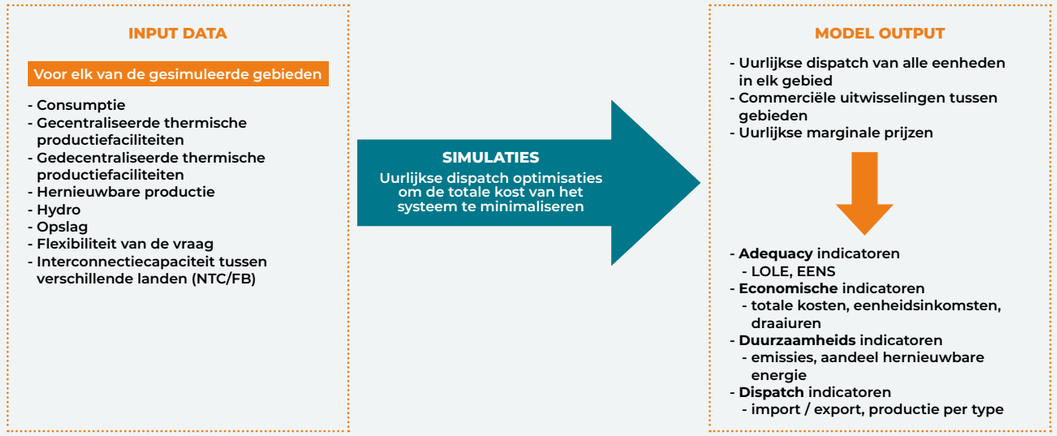
Naast de behoeften die uit deze periodieke studies volgen, kunnen behoeften ook op een ad-hoc wijze opduiken. Typische voorbeelden hiervan zijn aanvragen tot aansluiting van mogelijke toekomstige netgebruikers, evoluties op DNB netten, evoluties in het buitenland, ... De toelichting hieronder volgt het stramien van de periodieke studies, maar de basisprincipes zijn ook van toepassing op de ad hoc studies.

1.4.2.1. Marktstudies

Na de integratie van de gedetailleerde scenario's in de tool Antares®, kunnen de marktstudies starten. Marktstudies in deze fase hebben als uiteindelijk doel om te bepalen op welke grenzen tussen België en zijn buurlanden er een interessant **potentieel** is voor de ontwikkeling van bijkomende grensoverschrijdende transmissiecapaciteit. Buurlanden is in de huidige context ruim te interpreteren, aangezien er met de huidige technologie ook offshore verbindingen van lange afstand tussen verschillende landen mogelijk zijn.

Uit bovenstaande is duidelijk dat het bepalen van de **uitwisselingen van energie tussen verschillende landen** een belangrijke rol speelt in de marktstudies. Om dit te kunnen berekenen zal er in een dergelijke marktstudie echter ook een **economisch marktevenwicht** binnen de landen zelf berekend dienen te worden. Dit betekent dat de simulatie voor België en voor een ruime perimeter van de ons omringende landen, voor elk uur van het jaar de economisch meest optimale verdeling van de productie-eenheden en uitwisseling van energie in al deze betrokken landen zal bepalen. Elia voert deze berekeningen uit d.m.v. een **"flow-based" methodologie** [ELI-6].

FIGUUR 1.13: INPUT- EN OUTPUTDATA VAN MARKTSIMULATIES



Met interessant potentieel wordt vooral een behoud of toename in de **socio-economische welvaart** (zie ook §1.4.5.1 Socio-economische welvaart (B1)) bedoeld. Concreet betekent dit het volgende: Indien er tussen twee landen niet voldoende transmissiecapaciteit bestaat op bepaalde ogenblikken, zal er een verschil in de marktprijs voor elektriciteit tussen deze landen ontstaan. Het land met de laagste marktprijs, zal elektriciteit willen uitvoeren naar het land met de hogere marktprijs, maar wordt hierin beperkt door het **knelpunt of congestie** in transmissiecapaciteit tussen de landen. Het land met de hogere marktprijs dient dus noodgedwongen duurdere elektriciteit op eigen bodem te produceren of duurdere import op andere grenzen te benutten. De marktstudies zullen evalueren in welke mate de marktprijzen uur per uur evolueren bij een versterking van de grensoverschrijdende capaciteit en zullen resulteren in een indicatie van welke versterkingen het meeste welvaart voor de samenleving kunnen opleveren.

Er is echter ook steeds meer een evolutie om al in deze fase ook het potentieel in de **reductie van CO_2-emissies** te evalueren. Een bepaalde interconnector kan immers toelaten om meer hernieuwbare energie in het systeem te integreren, waardoor er minder CO_2-intensieve elektriciteitsproductie nodig is.

Teneinde de robuustheid van de resultaten te verhogen worden deze marktstudies uitgevoerd voor de verschillende scenario's en wordt er ook een probabilistische aanpak gehanteerd. Dit betekent dat men in de analyses de impact van de variabiliteit of volatiliteit van bepaalde parameters zoals de productie van wind & zonne-energie mee in rekening kan brengen.

1.4.2.2. Netstudies van de vermogensstromen

Netstudies van de vermogensstromen worden vaak aangeduid met de Engelstalige benaming **"Loadflow studies"**. Zoals de naam duidelijk aangeeft worden in deze studies, op basis van een model van het elektriciteitssysteem, analyses uitgevoerd van de **toekomstige verdeling van de elektriciteitsstromen en spanningen** op het net in verschillende specifieke netwerkconfiguraties of representatieve gevallen. Een voorbeeld van een representatief geval is een eventuele bijkomende grensversterking, die tijdens de marktstudies met een hoog welvaartspotentieel werd geïdentificeerd. Een ander representatief geval kan echter ook het toekomstig reeds geplande netwerk zijn. Nieuwe scenario's kunnen immers op zichzelf al een impact hebben op de vermogensstromen, zonder bijkomende interconnectiecapaciteit. Deze analyses laten onder meer toe om na te gaan waar de transmissiecapaciteit op het interne net dreigt niet te volstaan en waar er dus **knelpunten** of "congesties" dreigen te ontstaan.

De uitgewerkte scenario's en de bijhorende marktevenwichten worden hiertoe vertaald in een gedetailleerd netwerkmodel. Dit model wordt binnen Elia opgebouwd in de tool Powerfactory®. Concreet worden het productiepark en de import/export-omstandigheden zoals bepaald in de markevenwichten, samen met de werkelijke netconfiguratie en de gedetailleerde gegevens van de verbruikers in dit model ingebracht. Gezien in dit model de locatie van de productie-eenheden, de afname en de lagere spanningsniveaus mee worden opgenomen, in tegenstelling tot in de marktmodellering, laat dit model het toe om de gedetailleerde verdeling van de elektriciteitsstromen in het interne netwerk, voor zowel het Horizontale als het Verticale systeem, uit te rekenen.

Belangrijk in deze fase is dat er ook **verschillende nettoestanden** onderzocht worden. Bij de berekening van marktevenwichten, wordt er immers uitgegaan van een "ideaal net", of met andere woorden de situatie waarin alle voorziene netelementen en productie-eenheden beschikbaar zijn. In de realiteit zullen er zich andere situaties voordoen, zoals onderhoud, incidenten, extreme weersomstandigheden, etc, … Aangezien het elektriciteitssysteem hierop voorbereid dient te zijn, worden de volgende verschillende nettoestanden bijvoorbeeld ook steeds onderzocht voor alle representatieve gevallen[68]:

- De gezonde toestand of de ideale situatie waarin alle voorziene netelementen en productie-eenheden beschikbaar zijn;
- Alle toestanden na een **"enkelvoudig incident"** of (N-1) die gekenmerkt worden door het plotse verlies van één enkel element (netelement of productie-eenheid);
- Alle toestanden waarbij er een enkelvoudig incident optreedt na de onbeschikbaarheid van een ander element of (N-1-1). Bijvoorbeeld het verlies van één netelement, gedurende het onderhoud op een ander netelement;
- Alle toestanden met een incident op een **380 kV knooppunt** (railsincident);

Voor elk van de hierboven beschreven situaties (representatief geval + verschillende nettoestanden) worden dan de verschillende elektrische parameters, zoals de stromen doorheen de netelementen of de spanning in de knooppunten van het net, berekend en wordt nagegaan of ze binnen de aanvaardbare grenzen blijven of kunnen blijven mits het nemen van bepaalde acties, gecoördineerd door de netbeheerder. Het geheel van deze "aanvaardbare" grenzen worden **netontwikkelingscriteria** genoemd.

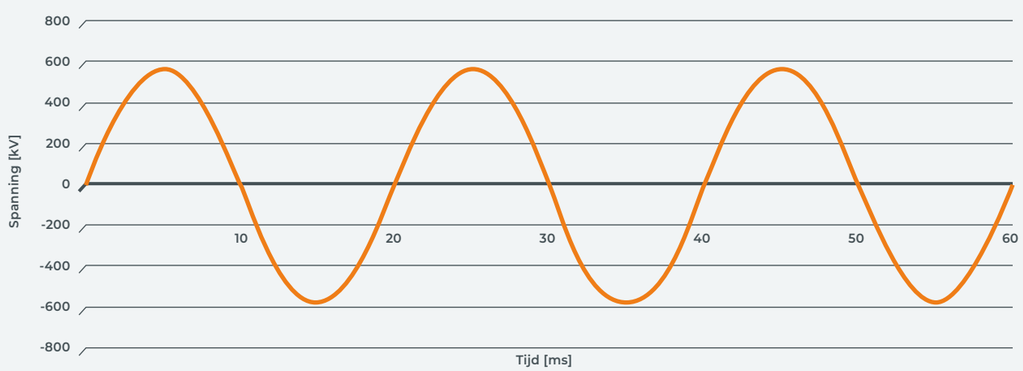
Indien uit deze analyse bijvoorbeeld blijkt dat de transmissiecapaciteit van het elektriciteitsnet op bepaalde punten in de toekomst niet meer dreigt te volstaan, spreken we van **knelpunten of congesties**. Een dergelijke congestie geeft aan dat er op dat punt een behoefte is waarvoor er een structurele oplossing moet worden uitgewerkt. Dit wordt behandeld in §1.4.3 Uitwerken van de oplossingen.

68 Deze lijst is niet exhaustief, maar geeft enkele duidelijke voorbeelden weer.

1.4.2.3. Studies van systeemstabiliteit

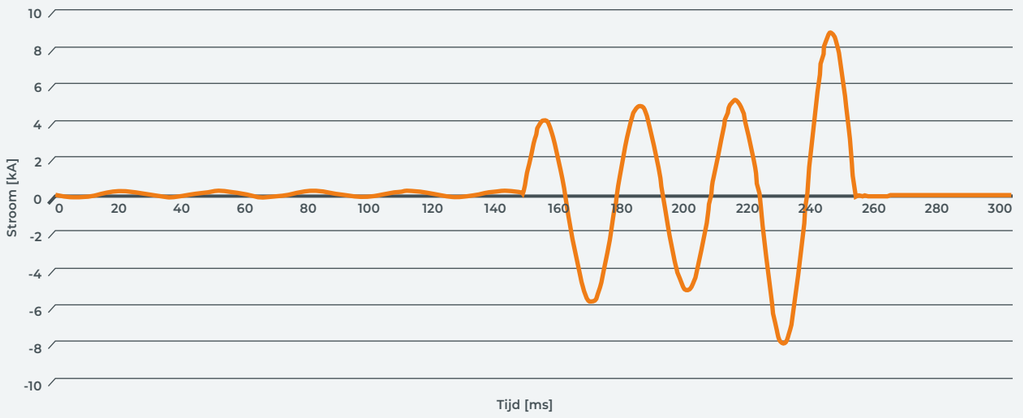
De loadflowstudies behandelen het gedrag van de spanningen en de stromen in het elektriciteitssysteem in een stabiele situatie. Stabiel betekent dat alle spanningen en stromen gedurende een onbepaalde tijd een mooie golfvorm op 50 Hertz vertonen en dat de grootte hiervan binnen bepaalde grenzen blijft. Figuur 1.14 toont een illustratie hiervan.

FIGUUR 1.14: VOORBEELDEN VAN EEN STABIELE LIJNSPANNING VAN 50 HERTZ



Er is echter een uitgebreid bereik aan fenomenen bekend, die de spanningen en stromen in het elektriciteitssysteem doen afwijken van deze ideale vorm. Zo kan het uitvoeren van bepaalde schakelingen in het net (in of uit dienst nemen van bepaalde elementen) of het optreden van een kortsluiting, een mogelijke oorzaak zijn. Deze fenomenen worden bestudeerd door middel van een pakket aan verschillende specifieke studies. Het zou in het kader van het FOP te ver leiden om al deze fenomenen in detail toe te lichten, echter zijn er enkele die specifieke aandacht verdienen.

FIGUUR 1.15: VOORBEELD VAN EEN VERSTOORDE STROOM, TEN GEVOLGE VAN EEN KORTSLUITING. NA HET ELIMINEREN VAN DE KORTSLUITING BEDRAAGT DE STROOM 0 KA



Aan de hand van de analyses, die in detail toegelicht zullen worden in Hoofdstuk 3 Identificatie van de systeembehoeften, zijn er voor het mitigeren van bepaalde van deze fenomenen bepaalde behoeften aan investeringen voor het elektriciteitsnet geïdentificeerd. Het gaat hier meer bepaald over:

1. Spanningsstabiliteit
Deze vorm van stabiliteit verwijst naar de capaciteit van het systeem om de spanningen op het net binnen de juiste grenzen te houden, na trage of plotse (e.g. incident) veranderingen in het systeem. De analyse van de spanningen in stabiele situatie maakt deel uit van de "Loadflow studies".

2. Stabiliteitsaspecten gelinkt aan de integratie van grote hoeveelheden aan hernieuwbare energie
Het merendeel van de hernieuwbare energiebronnen bevat, net zoals HVDC-verbindingen, een omvormer gebaseerd op vermogenelektronica (in het Engels 'Power Electronics' of PE). Het gebruik van dergelijke omvormers ligt aan de basis van het succes van de hernieuwbare bronnen, gezien deze het mogelijk maakt om de energie die opgewerkt wordt door de hernieuwbare bron om te zetten in een vorm – een wisselstroom van 50 Hz - die geschikt is voor injectie in het transmissienet. De massale uitrol van hernieuwbare energie, zorgt ervoor dat er een zeer grote hoeveelheid van dergelijke omvormers aan het bestaande netwerk gekoppeld wordt. Tevens neemt het aandeel aan klassieke thermische productie van elektriciteit (gascentrales, steenkoolcentrales, nucleaire centrales, waterkracht, ...) steeds verder af. Deze evolutie geeft aanleiding tot het optreden van nieuwe specifieke risico's voor de stabiliteit van het netwerk.

1.4.2.4. Modellen voor de conditie en de prestatie van de uitrustingen

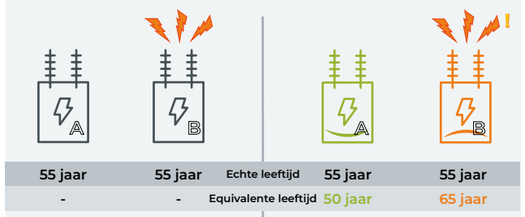
De Belgische elektriciteitstransmissie-infrastructuur is één van de meest betrouwbare van Europa. Deze performantie is onder meer te danken aan een geoptimaliseerd beheer van de netuitrustingen waarbij alle fasen van hun levenscyclus in aanmerking worden genomen. Een dergelijk beheer is slechts mogelijk als de evolutie van de conditie en de prestatie van elke netuitrusting kan worden ingeschat, zodat kan worden bepaald vanaf wanneer een uitrusting verouderd is. Het is belangrijk om te begrijpen dat "veroudering" veel verder reikt dan louter slijtage. Het gaat hier om een uitrusting die niet meer optimaal functioneert in zijn omgeving, waardoor aanzienlijke risico's kunnen ontstaan op het gebied van betrouwbaarheid van de (lokale) energievoorziening (bijvoorbeeld na de faling van een uitrusting) en/of de functionele en technologische conformiteit (§1.3.4 Betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening, §1.3.5 Functionele en technologische conformiteit).

Naarmate een type van netuitrusting langer in operationeel gebruik is, neemt de kennis erover toe en verbetert het performantiemodel. Het doel van deze aanpak is om een goed beeld te krijgen van de werkelijke conditie van de uitrustingen om op basis hiervan beslissingen te nemen en niet enkel op basis van leeftijd. Zo kunnen voor een bepaalde familie van uitrustingen algemene trends worden gedetecteerd die aanwijzingen geven over de werkelijke levensduur van deze familie.

Deze werkelijke levensduur kan zowel langer als korter zijn dan de theoretische, door de constructeur aangegeven, levensduur. Deze werkelijke levensduur is het resultaat van een uitgebreide risico inschatting waarin de toekomstige risico's, jaar na jaar, ten gevolge van het niet naar behoren functioneren van de uitrustingsfamilie in kwestie afgewogen worden t.o.v. de bevoorradingszekerheid of veiligheid.

Op basis van de werkelijke levensduur kan dan voor elke uitrustingsfamilie de ideale timing voor buitengebruikstelling uitgewerkt worden. Voor sommige uitrustingen zal deze analyse resulteren in een vervangingsprogramma (of buitengebruikstelling), voor anderen kan er ook gekozen worden voor grotere aanpassingen die de conditie significant verbeteren en zo de levensduur verlengen tot het optimale moment voor vernieuwing is aangebroken. Natuurlijk is er ook een interactie met de onderhoudsstrategie die gelijktijdig geoptimaliseerd wordt.

FIGUUR 1.16: TIJDSGEBASEERD VERSUS TOESTANDSGEBASEERD BEHEER VAN UITRUSTINGEN



A & B zijn beiden 55 jaar oud met een levensduur van 60 jaar. De equivalente leeftijd is een leeftijd die wordt berekend, gebaseerd op de echte leeftijd, levensduur en conditie van de asset.

De hierboven toegelichte strategie zal in de toekomst nog verder geoptimaliseerd worden, door ook rekening te houden met de kans op faling van een bepaald toestel en de impact op het net (qua niet geleverde energie of totale kost) indien dit toestel zou falen. De impact op het net wordt bepaald door middel van netberekeningen.

Een nieuwe Asset Management tool, gebaseerd op deze concepten, is in ontwikkeling en zal toelaten om dergelijke analyses en beslissingen sneller en efficiënter uit te voeren.

Dankzij deze strategie kunnen de **behoeften inzake buitengebruikstelling of vervanging van uitrustingen** precies worden achterhaald, zodat hiermee rekening kan worden gehouden bij het uitstippelen van de noodzakelijke investeringsprojecten.

Grid Availability

De betrouwbaarheid van het net wordt weergegeven d.m.v. de indicator **“Grid Availability”** voor het onshore net. Deze indicator geeft de beschikbaarheid weer van de interface punten tussen het Elia net en dit van de aangesloten netgebruikers. Het bevat al de onderbrekingen veroorzaakt door intrinsieke risico’s (weer, derden, dieren buiten gebouwen, etc.) of door interne Elia problemen (e.g. faling van materiaal, menselijke fout) die meer dan drie minuten duren. Onderbrekingen rechtstreeks veroorzaakt door netgebruikers zijn niet mee opgenomen.

Berekeningsmethode

Onshore Availability = 1 – [AIT (intern Elia + intrinsiek risico)]/[# minuten in het jaar]

Waarin AIT staat voor Average Interruption Time voor onderbrekingen die langer dan 3 minuten duren.

	2018	2019	2020	2021
Onshore availability at connection points	0,99999039	0,99999671	0,999994	0,999996

1.4.3.UITWERKEN VAN DE OPLOSSING

Na de detectie van de ontwikkelingsbehoeften worden er specifieke projecten uitgewerkt die een antwoord moeten bieden op één of meerdere van deze noden. Hierbij wordt er getracht om optimale oplossingen te bepalen die een zo kosteneffectief mogelijke oplossing betekent voor de relevante behoeften. Dit wordt voornamelijk bekomen door netinvesteringen te definiëren die beantwoorden aan meerdere behoeften. Zo kan een vervangingsinvestering, naast bijvoorbeeld veiligheid van de installaties ten opzichte van eigen personeel en derden waarborgen, eveneens invulling geven aan andere behoeften, zoals het verhogen van de transportcapaciteit. Alvorens de installatie van nieuwe infrastructuur te overwegen, wordt altijd eerst onderzocht of een verbetering van het operationele beheer van het bestaande systeem kan voorzien in de vastgestelde behoeften en nieuwe capaciteit vrijmaken. Onder verbetering van het operationele beheer vallen zowel de **integratie van toestellen die toelaten om de bestaande infrastructuur maximaal te benutten, als het ontwikkelen & inzetten van nieuwe producten en diensten**.

1.4.3.1. Maximaal benutten van bestaande Infrastructuur

Het zo maximaal mogelijk benutten van de bestaande infrastructuur vereist in de eerste plaats een accuraat zicht op de verschillende parameters van het net zoals capaciteit, productie, belasting, etc. Elia beschikt hiervoor over een uitgebreid telecom- en datacomnetwerk. De vooruitgang in deze technologieën maakt het mogelijk om meer data te verzamelen om hiermee de optimale uitbating van het net te bepalen. De paragraaf 6.4 Data-communicatie behandelt de evoluties van dit netwerk in detail.

Door de beschikbaarheid van steeds meer gegevens is het ook op het softwarematig vlak mogelijk om verdere optimalisaties door te voeren. Elia onderzoekt actief het gebruik van artificiële intelligentie voor verschillende toepassingen, zoals het optimaliseren van de spanningshuishouding op het Elia net of het nemen van topologische maatregelen. De paragraaf 2.3 Technologie in de energietransitie geeft meer informatie over deze toepassingen.

Hiernaast bestaat er ook de mogelijkheid om op het vlak van “hardware” bepaalde acties uit te voeren. Zo past Elia, waar mogelijk en zinvol, het gebruik van **“dynamic line rating”** toe op de bovengrondse lijnen die bijna verzadigd zijn. Dit maakt het mogelijk om hun reële transportcapaciteit beter in te schatten, in functie van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau (vandaar “dynamisch”). Op ondergrondse kabels wordt gebruik gemaakt van temperatuurmetingen via “Distributed Temperature Sensing” en **“Real Time Thermal Rating”.** Deze metingen kunnen gebruikt worden om kritische plaatsen (hot-spots) te detecteren. Geavanceerde thermische modellen en berekeningen laten toe om de temperatuur van de geleider van de ondergrondse kabel te berekenen alsook de (over)belastbaarheid van het kabelsysteem.

Bovendien wordt bij de exploitatie van het netwerk rekening gehouden met curatieve acties, gebaseerd op gevalideerde tijdelijke overbelastbaarheid van netwerkelementen, teneinde de infrastructuur optimaal te gebruiken. Boven deze grenzen kunnen automatismen ook worden gebruikt als snelle curatieve acties voor grotere maar kortere overbelastbaarheid. Verder laat de integratie van infrastructuur die de stromen op het transportnet kan beïnvloeden, zoals dwarsregeltransformatoren of HVDC-verbindingen, toe om de fluxen te orienteren in een welbepaalde richting. Daar waar de elektrische stromen een deel van het net verzadigen, biedt deze controlemogelijkheid de optie om de fluxen om te buigen naar minder zwaarbelaste regio’s om zodoende de overbelaste zones te ontlasten. Indien er een grensoverschrijdende impact is, dient er uiteraard coördinatie met de naburige netbeheerders te gebeuren.

Tenslotte laat het gebruik van hoogperformantiegeleiders op de bestaande verbindingen toe om de transportcapaciteit van het net aanzienlijk te verhogen, zonder dat hiervoor nieuwe corridors dienen ontwikkeld te worden.

1.4.3.2. Ontwikkelen van nieuwe producten en diensten

Er werden in het verleden reeds verschillende producten en diensten ontwikkeld, soms in samenwerking met de distributienetbeheerders, om aan de noden van de netgebruikers te beantwoorden en tegelijkertijd rekening te houden met de noden horende bij het beheer van het systeem. Een exhaustieve opsomming valt buiten de scope van dit ontwikkelingsplan, maar enkele voorbeelden komen hieronder wel aan bod.

Een eerste voorbeeld betreft het principe van **flexibele nettoegang**: dit type toegang wordt gebruikt voor de aansluiting van productie-eenheden waarbij in de meeste gevallen wordt toegelaten dat deze ongelimiteerd kunnen injecteren in het net. Doch, in enkele minder voorkomende gevallen, moet hun injectieniveau op vraag van de netbeheerders worden beperkt om congestie van het net te vermijden;

Een ander voorbeeld betreft het **dynamisch vraagbeheer** wat het mogelijk maakt om het verbruik op piekmomenten af te schakelen of uit te stellen wanneer dit bijzonder hoog ligt. Deze flexibiliteit wordt ook in de scenario’s mee beschouwd en speelt aldus een rol in alle relevante energiemarkten zowel qua bevoorradingszekerheid, optimalisatie van de elektriciteitsmarkten, alsook als middel voor een efficiënter congestiebeheer.

Elia werkt voortdurend aan de verbetering en integratie van deze systemen en concepten. Actueel ligt de focus op het ontwikkelen van het nieuwe marktconcept **“Consumer Centric Market Design”**. (§2.2.5 Multi directioneel systeem), wat moet toelaten om het grote potentieel aan nog ongebruikte flexibiliteit in het systeem beschikbaar te maken.

1.4.3.3. Ontwikkelen van een versterking of uitbreiding van het transmissienet

Indien bovenstaande opties onvoldoende blijken, zal een versterking of uitbreiding van het transmissienet onderzocht worden. Er zal steeds getracht worden om de projecten zodanig te definiëren zodat ze op de meest efficiënte manier een antwoord bieden aan meerdere behoeften. Hierbij is het belangrijk te vermelden dat de netbeheerder erop toeziet dat de totale lengte van het bovengrondse transmissienet niet toeneemt (stand-still-principe). Het uiteindelijke ontwerp vergt steeds een detailanalyse per project waarbij meerdere mogelijke oplossingsvarianten vergeleken worden op basis van de elementen weergegeven in Figuur 1.17.

VEILIGHEID

De veiligheid van de eigen medewerkers, van de onderaannemers en van het publiek is een absolute prioriteit voor Elia, die ervoor zorgt dat haar installaties zo veilig mogelijk zijn en voldoen aan de geldende wetgeving.

BETROUWBAARHEID

Wanneer netstudies uitwijzen dat de ontwikkelingscriteria niet worden nageleefd, moeten de netversterkingen of -uitbreidingen worden bepaald die ervoor zorgen dat er opnieuw aan de vereiste criteria voldaan wordt. Vervolgens worden er nieuwe studies uitgevoerd om na te gaan of het versterkte of gewijzigde net wel voldoet aan de betrouwbaarheidscriteria van het net.

ROBUUSTHEID

De geselecteerde oplossingen worden getest in verschillende toekomstscenario's en voor verschillende tijdshorizonten, teneinde de robuustheid van de oplossing te evalueren. Met robuustheid wordt bedoeld in welke mate de betrokken variant een oplossing blijft bieden aan de noden (eventueel met optioneel aanvullende netversterkingen) in alle verschillende toekomstscenario's en waarin een bepaalde variant makkelijk kan aangepast worden aan wijzigende omstandigheden.

ECONOMISCHE EFFICIËNTIE

Voor een gegeven behoefte moeten de verschillende oplossingen die in aanmerking komen, worden vergeleken op basis van economische aspecten (kosten of welvaart). Naargelang het geval kan deze vergelijking niet alleen betrekking hebben op de investeringskosten, maar ook op de operationele kosten voor de onderneming, zoals het niveau van de netwerkverliezen, de onderhouds- en servicekosten of de kosten om een beroep te doen op de flexibiliteit van de netwerkgebruikers.

Voor projecten in het horizontaal systeem is het ook mogelijk om de economische baten, zoals de welvaart voor de samenleving, die het project met zich meebrengt, te berekenen (§1.4.5 Methode voor de kosten-baten analyse voor projecten in het horizontaal systeem).

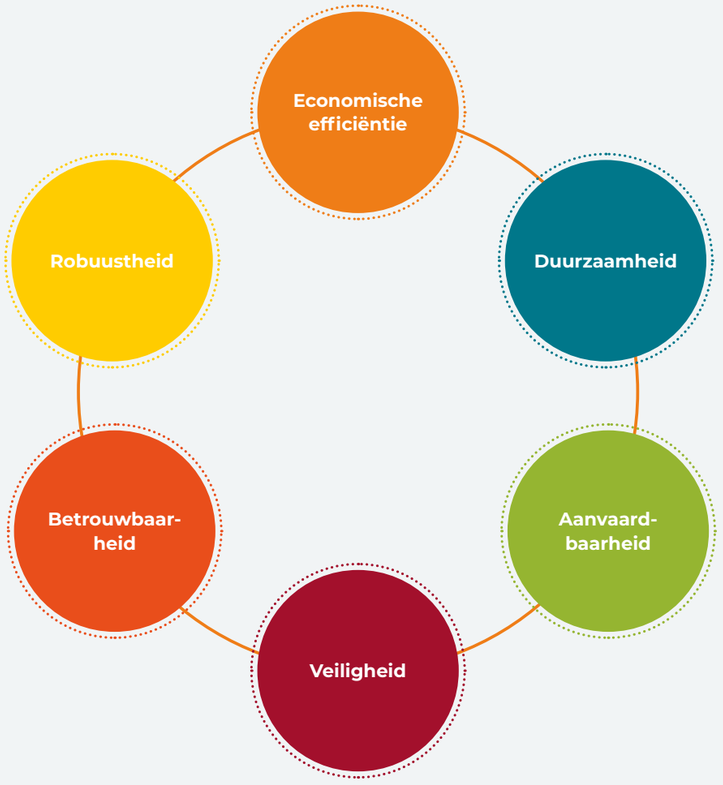
DUURZAAMHEID

De milieu- en klimaatimpact van de uit te voeren oplossingen wordt zo veel mogelijk beperkt. Elia tracht, ongeacht de eventuele verplichting om een milieueffectenstudie op te maken, de impact van al haar installaties op de mens, de natuur, het klimaat en het landschap zoveel mogelijk te beperken. In eerste instantie door negatieve effecten te vermijden via een doordacht projectontwerp en in tweede instantie door de gevolgen voor het leefmilieu trachten te compenseren en/of te milderen. Om dit optimaal uit te kunnen werken wordt gewerkt volgens een duidelijke communicatie- en participatie-aanpak. (§1.5.2.1 Participatie en communicatie).

AANVAARDBAARHEID

Reeds van bij het ontwerp wordt er gestreefd naar een maatschappelijke aanvaarding door het publiek en door de overheid. Ook hier wordt gewerkt volgens de duidelijke communicatie- en participatie-aanpak zoals toegelicht in vorige paragraaf.

FIGUUR 1.17: EVALUATIE VAN MOGELIJKE OPLOSSINGEN



De uitgebreide kosten-batenanalyse voor grensoverschrijdende projecten in het horizontaal systeem (380 kV) gebeurt op basis van een geharmoniseerde methodologie, door ENTSO-E ontwikkeld in het kader van het PCI- en TYNDP-proces. Hierbij wordt er een breed gamma aan indicatoren, die behoren tot verschillende van de categorieën hierboven, geëvalueerd. Een nadere toelichting is beschikbaar in §1.4.5 Methode voor de kosten-baten analyse voor projecten in het horizontaal systeem. De methodologie voor de andere projecten is bepaald op nationaal niveau in samenwerking met de regulator.

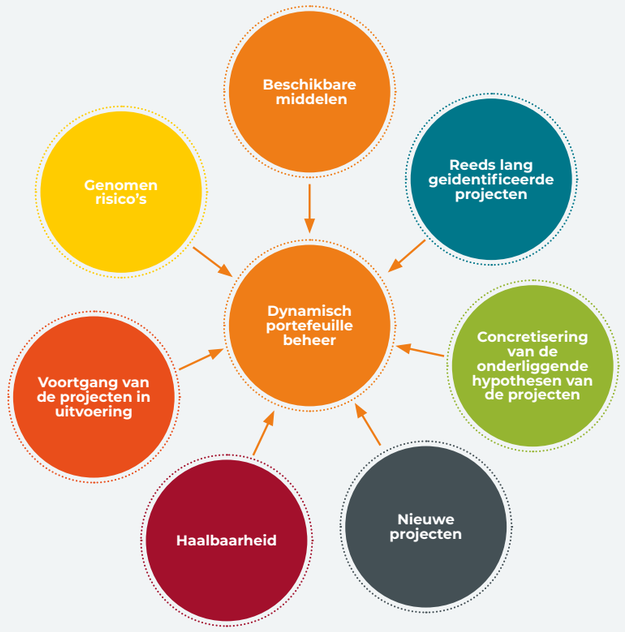
1.4.4. DYNAMISCH PORTEFEUILLEBEHEER

De verzameling van het geheel aan infrastructuurprojecten, in verschillende fasen van realisatie, wordt aangeduid als projectportefeuille. Deze portefeuille omvat projecten die reeds geruime tijd gekend zijn en die dankzij lange termijn vooruitzichten werden geïdentificeerd. Daarnaast bevat de portefeuille ook projecten die inspelen op recent geïdentificeerde behoeften (snelle toename van het verbruik, defecte uitrusting, aansluiting van een netgebruiker enz.).

Deze mix van projecten vereist een jaarlijkse evaluatie van de portefeuille. Gezien de vele onzekerheden (evolutie van de energiemix, tijd nodig voor het verkrijgen van de vergunningen enz.) moet een evenwicht worden gezocht tussen verschillende conflicterende eisen. Enerzijds moet tijdig met de uitvoering van de projecten worden gestart om ten volle te voldoen aan de behoeften waarvoor ze werden gedefinieerd (inspelen op een evolutie van het verbruik, integratie van hernieuwbare energie, aansluiting van gebruikers enz.). Anderzijds mogen de projecten niet te vroeg worden gestart, aangezien de hypothesen waarop ze zijn gebaseerd voldoende zeker moeten zijn, omdat anders het risico bestaat dat de werken niet aan de behoeften zijn aangepast. Een te vroege start zou er ook toe leiden dat de beschikbare middelen vroegtijdig worden ingezet, eventueel ten koste van andere prioritaire projecten. Indien de onderliggende behoeften of hypothesen wegvallen of zich niet concretiseren, kunnen projecten ook uit de portefeuille geschrapt worden.

Tot slot moet heel de projectenportefeuille verenigbaar zijn met de beschikbare menselijke en financiële middelen binnen het regelgevend kader waarbinnen de netbeheerder actief is. De operationele uitvoering van de projecten wordt dan ook op flexibele wijze georganiseerd in overeenstemming met deze arbitrageoefening die op regelmatige basis uitgevoerd wordt.

FIGUUR 1.18: DYNAMISCH BEHEER VAN DE PROJECTPORTEFEUILLE



Met betrekking tot voorliggend ontwikkelingsplan geldt de globale disclaimer dat de planning van de projecten waarvan sprake in het voorliggende ontwikkelingsplan streefdata vermeldt. Deze data gelden niettemin ten indicatieve titel. Deze planning kan inderdaad beïnvloed worden door, onder andere, de data waarop de vergunningen worden verkregen die noodzakelijk zijn voor de realisatie van de projecten, de financieringsvoorwaarden aangeboden door het regulatoire kader ten opzichte van de marktomstandigheden, de beschikbare middelen, evenals door wijzigingen op het niveau van het wettelijke kader. Elia is onderworpen aan deze en ook andere factoren, zodat deze in staat is om de planning van dit ontwikkelingsplan te herzien in functie van deze wijzigingen en toekenningsdata.

1.4.5. METHODE VOOR DE KOSTEN-BATEN ANALYSE VOOR PROJECTEN IN HET HORIZONTAAL SYSTEEM

Zoals al eerder vermeld, bestaat er voor de projecten in het horizontaal systeem, in concreto het Belgische 380 kV netwerk en enkele grensoverschrijdende verbindingen op 220 kV, een geharmoniseerde methodologie om de kosten-baten analyse (in het Engels: Cost-Benefit-Analysis of CBA) uit te voeren. De Europese verordening 347/2013 mandateert ENTSO-E om een voorstel uit te werken voor de Europese Kosten Baten Analyse richtlijn, welke dan gebruikt wordt in het kader van de evaluatie van de infrastructuurprojecten in het Europese tienjarige netontwikkelingsplan (TYNDP). De uitkomst van deze evaluaties wordt gebruikt als input voor het proces ter bepaling van de meest prominente projecten voor de Europese gemeenschap[69]. Zowel de "Agency for Cooperation of Energy Regulators", oftewel ACER, als de Europese lidstaten worden gedurende het proces ter uitwerking van deze richtlijn geconsulteerd. Het is uiteindelijk de Europese Commissie die finaal de richtlijn dient goed te keuren.

Momenteel is reeds de derde versie van de CBA-richtlijn in voege. De eerste editie van deze richtlijn werd goedgekeurd door de Europese Commissie op 5 februari 2015 en werd door ENTSO-E gebruikt om de projecten van het TYNDP 2014 en 2016 te evalueren. De tweede officiële richtlijn werd goedgekeurd op 27 september 2018 en gebruikt voor het TYNDP 2018. De derde guideline bevat enkele methodologische verbeteringen en bevat nieuwe indicatoren. Eén van de meest belangrijke hiervan betreft de **"Additionele baten voor de samenleving ten gevolge van de variatie aan CO_2-emissies"**, dewelke hieronder ook verder toegelicht wordt.

Gezien de snelle evoluties in het energiesysteem dient de CBA-methodologie nog verder te evolueren. Actueel loopt de ontwikkeling van richtlijnen voor de evaluatie van projecten die de functionaliteiten grensoverschrijdende interconnectie en aansluiting van klanten (zoals bijvoorbeeld offshore hernieuwbare energie) combineren en methodologieën voor het inschatten van sector overschrijdende kosten en baten [ENG-1], dit laatste is een fundamentele evolutie voor het evalueren van projecten in een geïntegreerd energiesysteem.

Het gebruik van deze methode voor de projecten in het horizontaal systeem van dit ontwikkelingsplan heeft enkele zeer specifieke voordelen:

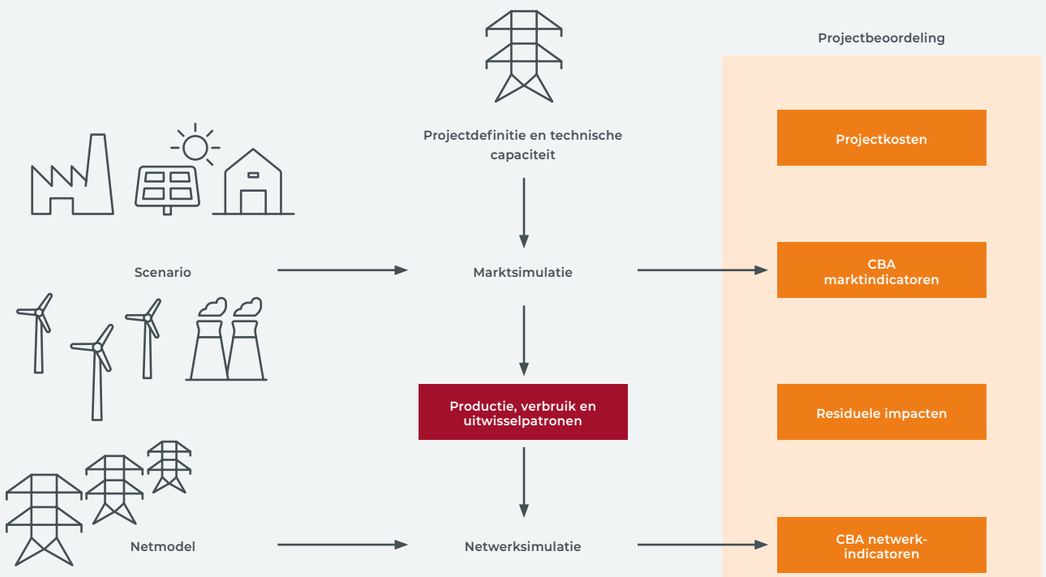
- Coherentie met de indicatoren zoals gebruikt in het TYNDP-proces en voor de PCI-selectie;
- Volledige transparantie over de gebruikte indicatoren en de berekeningswijze;
- Eenduidige interpretatie van de gebruikte indicatoren.

Een helikopterzicht op het proces ter berekening van de indicatoren, wordt getoond in onderstaande Figuur 1.19.

- Bepaalde indicatoren kunnen worden berekend op basis van marktsimulaties. Deze krijgen dan ook de naam **Marktindicatoren**. De meerwaarde van de concrete infrastructuurprojecten in de Europese elektriciteitsmarkt wordt hiermee in kaart gebracht.
- Bepaalde (technische) indicatoren vereisen gedetailleerde netwerksimulaties voor een bepaald referentienetwerk in de toekomst. Dit zijn de **Netwerkindicatoren**. De resultaten van de marktstudies worden opnieuw als belangrijke input en randvoorwaarde gebruikt om de exacte netwerkresultaten te simuleren en uiteindelijk de bijhorende indicatoren te bepalen.
- Sommige indicatoren tenslotte, zoals de projectkosten en de residuele impacten, vereisen geen simulaties.

69 Dergelijke projecten worden aangeduid met een PCI-label. PCI staat voor: Projects of Common Interest.

FIGUUR 1.19: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN HET PROCES TER EVALUATIE VAN DE PROJECTEN ZOALS OPGENOMEN IN DE CBA GUIDELINE



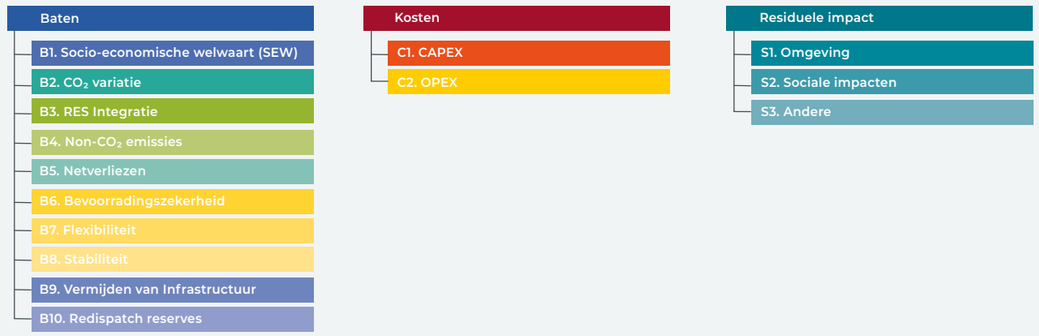
Figuur 1.20 toont het overzicht van de indicatoren zoals opgenomen in deze methodologie. Het geheel van deze indicatoren volgt uit de Europese bepalingen omtrent **marktintegratie, bevoorradingszekerheid** en **duurzaamheid**. De verscheidenheid aan indicatoren valt meteen op; daarom wordt er gesproken van een **multi-criteria kosten-batenanalyse**. Deze aanpak illustreert tevens de complexiteit van het actuele energiesysteem. De evaluatie van nieuwe infrastructuurprojecten kan immers niet gebeuren op basis van één enkele parameter, maar dient meerdere aspecten van het energiesysteem in rekening te brengen. Afhankelijk van de context, het project, de omstandigheden, enz, kunnen bepaalde criteria meer of minder doorwegen. Om de “baten” zoveel als mogelijk éénduidig weer te geven, wordt er getracht om deze uit te drukken in monetaire termen (dus in euro’s). Dit is echter (nog) niet mogelijk voor alle indicatoren op een pan-Europese, uniforme manier.

Dit beoordelingskader voor projecten bestaat uit drie categorieën, die elk bestaan uit meerdere afzonderlijke indicatoren:

- **Baten**
  De baten omvatten de positieve impacten die door het project ontstaan. Indien de projecten een negatieve impact hebben op sommige indicatoren, zullen er negatieve baten gerapporteerd worden;
- **Kosten**
  De kosten omvatten al de kosten gelinkt aan de realisatie van het project of aan de operationele uitbating gedurende de levensduur van het project. Bepaalde kosten, gemaakt tijdens de realisatie, voor het mitigeren van bepaalde milieu- en sociale effecten zijn inbegrepen.
- **Residuele impacten**
  Indien er door de realisatie van een project nog andere milieu- of sociale impacten bestaan, die niet werden meegenomen in de andere indicatoren, kunnen die hier vermeld worden. Deze indicator is momenteel ook niet uitdrukbaar in monetaire waarden, en beperkt zich tot een kwantitatieve indicator die aangeeft hoeveel netto lengte impact (uitgedrukt in kilometer) een bepaald netinfrastructuursproject teweegbrengt. Wat betreft de sociale indicator, heeft dit dan voornamelijk te maken met de visuele impact terwijl de milieu-indicator dan weer aangeeft met welke afstand het project doorheen natuurkundig gevoelig gebied gaat zoals Europees bepaald [EUC-4]. Voor dit type van impact wordt er in het kader van het ontwikkelingsplan verwezen naar de bijhorende Strategische Milieu Beoordeling (SMB).

De onderstaande paragrafen bevatten een toelichting van de, in het kader van voorliggend ontwikkelingsplan, meest relevante indicatoren. Voor een volledige toelichting wordt verwezen naar de volledige CBA 3.0 guideline [ENT-3].

FIGUUR 1.20: CRITERIA GEBRUIKT IN DE GEHARMONISEERDE KOSTEN-BATEN ANALYSE VAN ENTSO-E [ENT-3]



Onderstaande tabel bevat het overzicht van de indicatoren die in dit plan behandeld worden. Een meer gedetailleerde toelichting is in de volgende paragrafen terug te vinden.

Indicator	Beschrijving	Eenheid	Berekeningswijze
B1 – Socio-economische Welvaart (SEW)	Economisch voordeel voor de samenleving	[M€/jaar]	Marktsimulaties
B2 – Sociale kost van CO_2	Additionele baten voor de samenleving, ten gevolge van de reductie van de uitstoot aan CO_2 bovenop de CO_2-kost die reeds mee inbegrepen is in de B1 indicator. De sociale kost ten gevolge van B5 is mee inbegrepen.	[M€/jaar] [ton CO_2/jaar]	Marktsimulaties
B3 – Integratie HEB	Hoeveelheid aan hernieuwbare energie die dankzij het project of de investering bijkomend in het systeem kan geïntegreerd worden door directe aansluiting of vermindering van de inperking (curtailment). De monetaire impact is inbegrepen in B1.	[GWh/jaar]	Marktsimulaties
B5 - Netverliezen	Verandering van de netverliezen t.g.v. de realisatie van het project en de bijhorende directe kost voor de samenleving. Er is een belangrijke link met de B2 indicator.	[GWh/jaar] [M€/jaar]	Netwerk simulaties
B6 - Bevoorradingszekerheid	Monetaire impact voor de samenleving van de bijkomende marge voor bevoorradingszekerheid	[M€/jaar]	Marktsimulaties

De andere indicatoren worden op dit moment buiten beschouwing gelaten omdat deze ofwel niet relevant zijn voor België (e.g. B10) of aangezien er nog geen geharmoniseerde methode bestaat op Europees niveau om deze indicatoren op een correcte manier kwantitatief te berekenen of te monetariseren (B4, B7, B8).

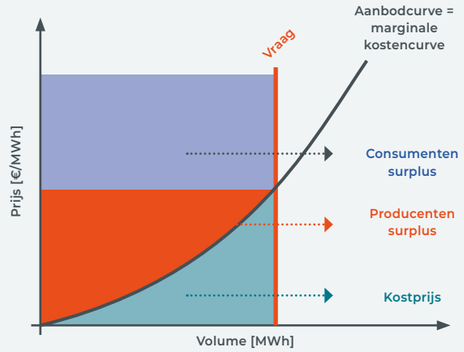
Desalniettemin wordt het bulk van de baten door de berekening van bovenstaande indicatoren gecapteerd, wat voldoende informatie levert om beslissingen te nemen voor de betrokken projecten.

1.4.5.1. Socio-economische welvaart (B1)

De socio-economische welvaart, oftewel SEW, is een sleutelparameter in de beoordeling van infrastructuurprojecten. Deze parameter reflecteert het economisch voordeel (of nadeel in het geval van negatieve cijfers) dat een bepaald project realiseert voor de Europese samenleving. Zo zal bijvoorbeeld een nieuwe grensoverschrijdende verbinding de marktuitwisselingscapaciteit verhogen, en zoals hierboven toegelicht in Figuur 1.9 zal dit resulteren in een meer optimale verdeling van het beschikbare productiepark, waardoor de totale baten voor de samenleving hoger zijn. De SEW wordt uitgedrukt in **M€/Jaar**.

In het kader van dit plan wordt de SEW berekend via de methode die in kosten-batenmethodologie omschreven staat als **"total surplus"** methode. Hierbij wordt de som gemaakt van de impact op consumenten (consumentensurplus), de impact op producenten (producentensurplus) en de impact op de congestierente.

FIGUUR 1.21: CONSUMENTEN- EN PRODUCENTEN-SURPLUS (IN ONDERSTAANDE FIGUUR, MET EEN INELASTISCHE* VRAAG IS HET CONSUMENTENSURPLUS EIGENLIJK ONEINDIG)



* De totale vraag varieert niet met de prijs.

HET CONSUMENTENSURPLUS

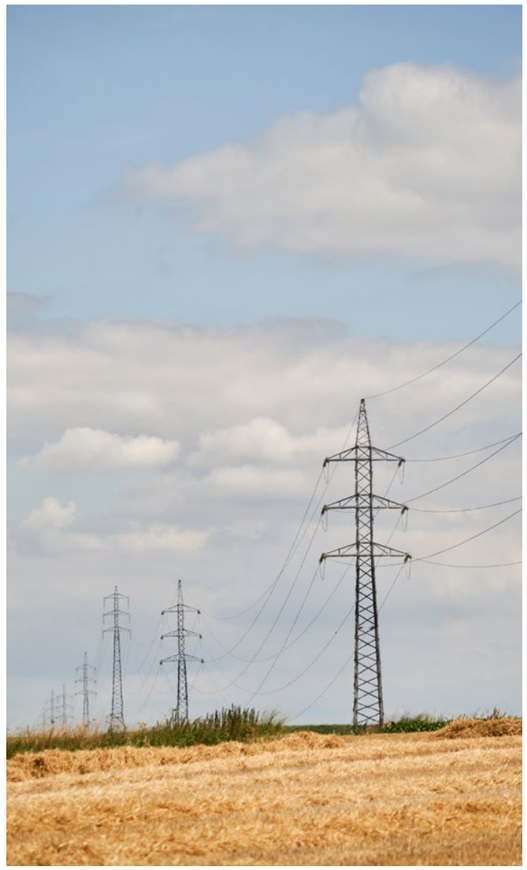
Het consumentensurplus is gedefinieerd als het verschil tussen de groothandelsprijs voor elektriciteit en de maximale prijs die de marktpartijen hiervoor willen betalen.

HET PRODUCENTENSURPLUS

Het producentensurplus is gedefinieerd als het verschil tussen de opbrengsten (groothandelsprijs voor elektriciteit maal het verhandeld volume) die de producenten bekomen en de variabele productiekosten;

DE CONGESTIERENTE

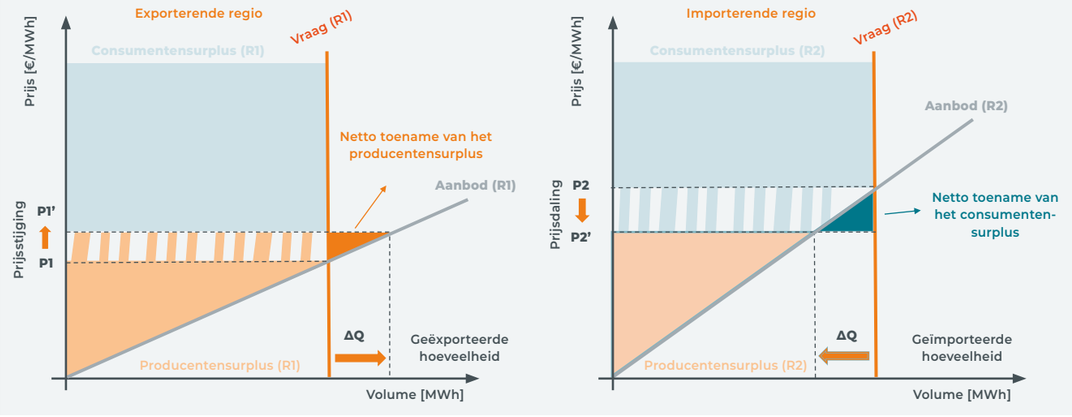
De congestierente is gedefinieerd als het prijsverschil tussen een importerende en exporterende biedzone vermenigvuldigd met de uitgewisselde energie (op uurbasis).



Een alternatieve methode voor het berekenen van de SEW is de methode die in kosten-batenmethodologie omschreven staat als **"total generation cost savings"** methode. Hierbij wordt een economische optimalisatie uitgevoerd van het beschikbare productiepark zodat de totale productiekosten in het gehele systeem worden geminimaliseerd. Deze methode leidt tot hetzelfde globale resultaat qua welvaart voor de volledige samenleving, maar laat niet toe om de specifieke impact voor de producenten en consumenten afzonderlijk te bepalen.

Figuur 1.22 illustreert in meer detail, voor een inelastische vraag, deze berekening. Een inelastische vraag werd verondersteld om de complexiteit te reduceren. In deze figuur is het duidelijk dat de exporterende regio een netto toename van het producentensurplus zal ondervinden, en de importerende regio een netto toename van het consumentensurplus.

FIGUUR 1.22: IMPACT VAN BIJKOMENDE GRENSOVERSCHRIJDENDE CAPACITEIT OP TWEE REGIO'S VOOR EEN INELASTISCHE VRAAG



1.4.5.2. Additionele baten voor de samenleving ten gevolge van de variatie aan CO_2-emissies (B2)

Het Europese elektriciteitssysteem heeft een significante bijdrage aan de CO_2-emissies in Europa. Een groot deel van de elektriciteit wordt immers opgewerkt op basis van fossiele brandstoffen. Het realiseren van een bepaald project of investering kan hierop een invloed hebben, bijvoorbeeld doordat dit project toelaat om meer hernieuwbare energie te integreren in het systeem en op die manier meer CO_2-intensieve productie vervangt. Gezien de ambities omtrent het tegengaan van klimaatverandering door, onder meer, de reductie van CO_2-emissies is het belang van deze baten-indicator (B2) niet te onderschatten. Het is ook specifiek in deze context dat deze nieuwe indicator als dusdanig opgenomen werd in de derde versie van de CBA-richtlijn.

Concreet geeft deze indicator dus de verandering weer in de totale CO_2-emissies van het elektriciteitssysteem ten gevolge van de realisatie van een bepaald project of investering. Deze waarde wordt in de eerste plaats uitgedrukt in **kton CO_2 per jaar**; een negatieve waarde betekent effectief een reductie in CO_2-emissies en dus een baat voor de samenleving.

Voor de **berekening van de hoeveelheid kton CO_2** die jaarlijks meer of minder wordt uitgestoten ten gevolge van het project, worden de CO_2-emissies van het volledige elektriciteitssysteem berekend voor een volledig jaar voor de toestand met het project en vervolgens in een toestand zonder het project (of omgekeerd). Het verschil tussen beide waarden geeft dan uiteindelijk de variatie in de CO_2-emissies voor het systeem. Twee voornaame aspecten beïnvloeden de resultaten:

1. Afwijkingen in de CO_2-emissies ten gevolge van veranderingen in de energiemix en hoe deze energiemix aangewend kan worden om de elektriciteitsvraag zo efficiënt mogelijk af te dekken, volgens de geldende principes van de marktkoppeling. Nieuwe interconnectoren zorgen er immers voor dat duurdere productie-eenheden vervangen zullen worden door goedkopere productie-eenheden. Indien deze laatste een lagere uitstoot met zich meebrengen dan de eerste, zal dit ook de uitstoot van het globale systeem doen afnemen.
2. Nieuwe interconnectoren zullen een invloed hebben op de netverliezen in het systeem. In de eerste plaats omdat deze uitrustingen natuurlijk zelf verliezen hebben. Een nieuwe verbinding in een systeem zal er echter ook voor zorgen dat er een herverdeling van de stromen gebeurt. Deze herverdeling van de stromen zal ook een invloed hebben op de netverliezen en uiteindelijke op de hieraan gelinkte CO_2-emissies.

De som van beide effecten zal uiteindelijk de totale variatie of afwijking in ton CO_2 bepalen.

Ten tweede zal dit ook vertaald worden naar een bedrag in €/jaar. Hier is een positieve waarde de baat voor de samenleving. Het vertalen van deze waarde naar een monetaire waarde is wat complexer. In feite betekent dit dat er op elke ton uitgestoten CO_2 een maatschappelijke kost gezet wordt. Deze kost kan op twee manieren bepaald worden. Een eerste manier berekent deze prijs als de bijkomende kost die de samenleving in zijn geheel dient te "betalen" voor de mitigatie van of het omgaan met de gevolgen van de uitstoot van één bijkomende ton CO_2 (of equivalent via andere broeikasgassen). Als voorbeeld kan er verwezen worden naar bijkomende kosten in de gezondheidszorg of naar kosten ten gevolge van natuurrampen. Een andere methode bestaat erin om deze kost zodanig vast te stellen zodat een toekomstige uitstoot van CO_2 vermeden wordt. Dit verwijst eerder naar wat de samenleving bereid is te betalen voor het vermijden van deze emissies. Vandaar dat deze kost ook aangeduid wordt als **"sociale kost van CO_2"**.

Een deel van de baten die dit met zich meebrengt is echter al inbegrepen in de socio-economische welvaart. De elektriciteitssector maakt immers deel uit van de Europese regeling voor de handeling in transmissierechten [EUC-5]. Een volledige uitleg hiervan gaat te ver in het kader van het ontwikkelingsplan, maar het komt erop neer dat elke producent voor elke uitgestoten ton CO_2 een uitstootrecht moet aankopen op de markt voor emissierechten (Emission Trading Scheme of ETS). Omdat het aantal beschikbare uitstootrechten stelselmatig verminderd wordt, zal, indien de uitstoters geen actie ondernemen, deze prijs stijgen. Een stijgende ETS-prijs geeft aan de uitstoters echter een stimulans om op zoek te gaan naar innovatieve manieren om hun uitstoot te verminderen. Deze ETS-prijs bepaalt dus mee de marginale kost van elektriciteitsproductie en zal dus ook deel uitmaken van de socio-economische welvaart via uitgespaarde brandstof en emissiekosten. Om dubbeltelling te vermijden worden in dit kader de additionele baten van een reductie van de CO_2-uitstoot dus als volgt berekend:

Additionele baten (B2) [€/jaar] = CO_2 variatie [ton/jaar] x (Sociale kost van CO_2 [€/ton] – ETS prijs van CO_2 [€/ton])

De noodzaak van deze indicator vindt zijn oorsprong in het feit dat de ETS-prijs geen weerspiegeling is van de werkelijke sociale kost van CO_2. De regeling voor de handeling in transmissierechten is een middel dat in het leven is geroepen om op een economisch verantwoorde en stelselmatige wijze de uitstoot van CO_2 (en andere broeikasgassen) te doen dalen in de betrokken sectoren.

Het mee in rekening brengen van de totale sociale kost van CO_2 zorgt ervoor dat in de eerste plaats de investeringen die nodig zijn om de klimaatambities daadwerkelijk te realiseren prioriteit krijgen en tijdig gebeuren.

1.4.5.3. Integratie van hernieuwbare energie (B3)

Deze indicator meet de hoeveelheid aan hernieuwbare energie, in GWh/jaar, die dankzij het project of de investering bijkomend in het systeem kan geïntegreerd kan worden. Dit kan verwijzen naar de aansluiting van bijkomende hernieuwbare bronnen, maar ook naar de vermindering van de inperking (curtailment) van hernieuwbare bronnen ten gevolge van knelpunten op het net. Een bepaalde regio kan immers op bepaalde momenten een overschot aan hernieuwbare elektriciteit hebben. Indien er op die momenten te weinig capaciteit is om deze overschotten te vervoeren naar andere regio's, dan kan er een inperking van de productie van hernieuwbare energie nodig zijn. De berekening hiervan gebeurt door middel van marktstudies.

Er dient opgemerkt te worden dat deze indicator enkel uitgedrukt zal worden in termen van megawattuur per jaar. Er is geen aparte monetisatie, gezien de financiële impact in de socio-economische welvaart onder B1 inbegrepen is.

1.4.5.4. Variatie van de netverliezen (B5)

De variatie in netverliezen geeft de veranderingen aan in de netverliezen, in GWh/jaar, van het transmissiesysteem ten gevolge van de realisatie van het project of de investering. Deze netverliezen bevatten voornamelijk de warmteverliezen in de verschillende toestellen en uitrustingen van het net, ten gevolge van het voeren van een elektrische stroom. Een positieve waarde betekent een toename van de netverliezen, een negatieve waarde een daling.

Nieuwe grensoverschrijdende verbindingen kunnen zowel een positief als negatief effect hebben op de netverliezen. Aan de ene kant is er het effect van een kleinere elektrische weerstand van het net, wat een reducerend effect heeft op de verliezen. Aan de andere kant zal een dergelijke verbinding ook leiden tot meer marktuitwisselingen en een andere verdeling van de productie-eenheden, wat kan leiden tot grotere stromen en hogere netverliezen.

De berekening gebeurt door middel van netstudies waarbij het verschil gemaakt wordt tussen de netverliezen volgende uit een simulatie met het project aanwezig in het net, en een simulatie zonder dit project. In het kader van dit ontwikkelingsplan worden de netverliezen overgenomen vanuit het TYNDP, gezien hiervoor netsimulaties op Europees niveau nodig zijn.

Ook voor deze indicator is een monetisatie mogelijk in €/jaar. Een positieve waarde is een kost, en een negatieve waarde een baat. De kost van de netverliezen is eigenlijk de kost die de samenleving betaalt voor de extra productie nodig om deze verliezen af te dekken. Een deel van deze kosten is al inbegrepen in de indicator B1, met betrekking tot de verandering in de socio-economische welvaart. Deze indicator geeft dus de additionele directe kost of baat voor de samenleving ten gevolge van de verandering in netverliezen.

Ook dient hierbij terug verwezen te worden naar de indicator B2, met betrekking tot de sociale kost van CO_2. Aangezien netverliezen afgedekt dienen te worden door bijkomende productie van elektriciteit, is hier ook een emissie van CO_2 aan verbonden indien er uiteraard op die ogenblikken geen overschot hernieuwbare productie beschikbaar was die anders ingeperkt moest worden. De hieraan verbonden sociale kost (of baat) is opgenomen in indicator B2.

Deze indicator illustreert het belang van de multi-criteria aanpak, waarbij steeds het geheel van alle indicatoren bekeken moet worden om een project te evalueren. Een bepaald project of investering kan immers tot een verhoging leiden van de netverliezen, maar toch in zijn geheel een significante reductie in CO_2-emissies realiseren en zo kunnen de algemene baten voor de samenleving toch sterk positief zijn. Enkel en alleen focussen op de netverliezen, zou op die manier tot een verkeerde conclusie kunnen leiden die nefast is voor de samenleving.

1.4.5.5. Impact op de bevoorradingszekerheid (B6)

Een nieuwe grensoverschrijdende verbinding kan een positieve invloed hebben op de bevoorradingszekerheid van de betrokken landen, door het spreiden van het risico van verlies van belasting over een grotere regio waarin er tevens meer productiemiddelen ter beschikking staan. Een belangrijk aspect is natuurlijk wel de gelijktijdigheid van een mogelijk tekort in de betrokken landen. Des te groter de kans dat het risico op problemen met de bevoorradingszekerheid zich in de betrokken landen tegelijk voordoet, des te kleiner de mogelijke baat.

Deze indicator wordt berekend in het kader van het TYNDP-proces. Door middel van Monte-Carlo gebaseerde marktsimulaties wordt de **Verwachte Niet Geleverde Energie** (Expected Energy Not served of EENS) berekend voor meerdere klimaatjaren en incidentsituaties (forced outage patronen) en vermenigvuldigd met de waarde van verloren belasting (Value of Lost Load of VOLL). De uiteindelijke waarde wordt uitgedrukt in M€/jaar. Noteer dat er ook hier geen dubbeltelling is met de B1 indicator, alwaar ook ENS berekend wordt maar uiteindelijk niet meegeteld wordt in de monetisatie.

1.5 Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia

Als transmissienetbeheerder handelt Elia in het belang van de maatschappij en is aldus toegewijd om bij te dragen aan een duurzame economie en samenleving. Elia draagt via haar activiteiten niet enkel bij aan de elektriciteitsbevoorrading van het land en de energietransitie, maar voert deze activiteiten uit met maximale aandacht voor de omwonenden, lokale partners, de belanghebbenden in het algemeen, de omgeving en het klimaat. De ambities van Elia op het vlak van duurzaamheid en de concrete maatregelen, zowel preventief als curatief, die hieruit volgen, worden uitgebreid toegelicht in het jaarlijkse duurzaamheidsverslag [ELI-7].

Uiteraard heeft deze strategie ook een invloed op het ontwikkelingsplan. Gezien een volledig overzicht van al deze invloeden in dit kader te ver zou leiden, werd ervoor gekozen om in deze paragraaf een aantal specifieke elementen nader toe te lichten.

1.5.1. TEGENGAAN VAN KLIMAATVERANDERING

Het tegengaan van de klimaatverandering, zoals toegelicht in §1.2 De energietransitie – klimaatneutraliteit tegen 2050 beïnvloedt Elia op twee manieren. Enerzijds dient Elia in zijn hoedanigheid als Transmissienetbeheerder de verduurzaming van de energiesector te faciliteren en het transmissienet hiervoor tijdig voor te bereiden, zoals bijvoorbeeld de integratie van hernieuwbare energie en verdere elektrificatie. Dit laatste maakt intrinsiek deel uit en is een bepalende drijfveer van het voorliggende Federale Ontwikkelingsplan. In het vervolg van dit plan zullen die aspecten dan ook uitgebreid aan bod komen (3. Identificatie van de systeembehoeften).

Anderzijds brengen de dagelijkse activiteiten voor het uitbaten en onderhouden van het transmissienet ook CO_2-emissies met zich mee. Deze zijn gelinkt aan mobiliteit, verbruik in kantoorgebouwen, verbruik in onderstations en het vrijkomen van SF_6 gas. Elia is geëngageerd om ook in deze activiteiten bij te dragen tot reductie van CO_2-emissies.

In een eerste fase wordt onder andere gefocust op maatregelen voor mobiliteit (elektrificatie, openbaar vervoer…) en het eigen verbruik in kantoren en onderstations (energie efficiëntie, hernieuwbare energie…). Voor deze activiteiten zijn er concrete doelen gesteld tegen 2030, zoals bijvoorbeeld het reduceren van de CO_2-emissies gelinkt aan mobiliteit met 90%. Daarnaast werkt Elia aan een stappenplan om op termijn het gebruik van SF_6-gas, een krachtig broeikasgas met opwarmingspotentieel van bijna 24.000[70], in zijn hoogspanningsinstallaties te beperken. Gezien deze potentiële impact is er wereldwijd een beweging gaande om alternatieven voor SF6-gas te ontwikkelen. Binnen §2.3 Technologie in de energietransitie, zal een toelichting gegeven worden van de stand van zaken m.b.t. onderzoek naar alternatieven voor SF_6-gas. Tevens is Elia geëngageerd om het SF_6 lekpercentage beneden 0,25% te houden.

Voor de emissies die betrekking hebben op het beheren van het net (netverliezen, evenwichtsbeheer van actief en reactief vermogen van het Belgische LFC-blok, congestiebeheer van de lijnen/kabels) is het doel om tegen 2040 CO_2-neutraliteit te bereiken. Aangezien een juiste interpretatie van de netverliezen belangrijk is in het kader van de energietransitie is een nadere toelichting hiervan opgenomen in de volgende paragraaf.

In het algemeen is CO_2 (en equivalenten) reeds een belangrijke parameter in het beslissingsproces van Elia en zal het gewicht van deze parameter in de komende jaren toenemen. Elia wenst zowel in zijn rol als TSO en de verduurzaming van de energiesector als in zijn dagelijkse activiteiten haar CO_2 impact te doen dalen door de CO_2 voetafdruk expliciet te integreren in al zijn beslissingen.

70 Dit betekent dat de uitstoot van 1 ton SF6 hetzelfde effect heeft op de opwarming van de aarde als ~24.000 ton CO_2.

NETVERLIEZEN

Bij het vervoeren van elektriciteit wordt een gedeelte van de energie onvermijdelijk omgezet in warmte. Netuitrustingen zoals luchtlijnen, ondergrondse kabels, transformatoren… hebben immers allemaal een kleine elektrische weerstand waardoor ze opwarmen vanaf het moment dat er een elektrische stroom doorheen vloeit. De hoeveelheid energie die door het transport omgezet wordt in warmte, noemt men **netverliezen**. Deze verliezen moeten natuurlijk ook geproduceerd worden in de generatoren, bovenop het “nuttige” verbruik. Afhankelijk van de productiemix op dat moment kan dit bijkomende emissies met zich meebrengen. Hoe groter de integratie van hernieuwbare energie des te beperkter deze extra uitstoot, welke op termijn naar koolstofneutraal zal evolueren.

De grootte van de netverliezen is afhankelijk van vele parameters, waarvan de voornaamste zijn:

- **De gebruikte technologie**
  Aan de ene kant zijn er de technologische evoluties binnen reeds gekende uitrustingen, zoals bijvoorbeeld transformatoren. Door middel van technologische vooruitgang is het mogelijk om de energie-efficiëntie van nieuwe toestellen te verhogen. Aan de andere kant kunnen er nieuwe technologieën opduiken. Deze kunnen meer of minder interne verliezen hebben dan reeds gekende technologieën.
- **Het spanningsniveau**
  Bij eenzelfde vermogen zal een hoger spanningsniveau ervoor zorgen dat de stroom in de geleiders kleiner is. Hierdoor zullen de netverliezen dalen.

Een simpel voorbeeld illustreert het effect van de spanning op de verliezen. Het vermogen (P) wordt uitgedrukt in Watt [W] en berekent men door de spanning (U) te vermenigvuldigen met de stroom (I)

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

De spanning wordt uitgedrukt in Volt [V] en de stroom in Ampère [A].

De nodige stroom voor een bepaald vermogen en een bepaalde spanning kan men berekenen als volgt:

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

Om een belasting met een vermogen van 1 GW (of 1.000.000.000 W) te voeden, zal bij een spanning van 500 kV (of 500.000 V), er een stroom vloeien van 2 kA (of 2000 A). Bij een spanning van 250 kV (of 250.000 V) zal de stroom 4 kA bedragen.

Het verlies in de verbinding kan men berekenen door

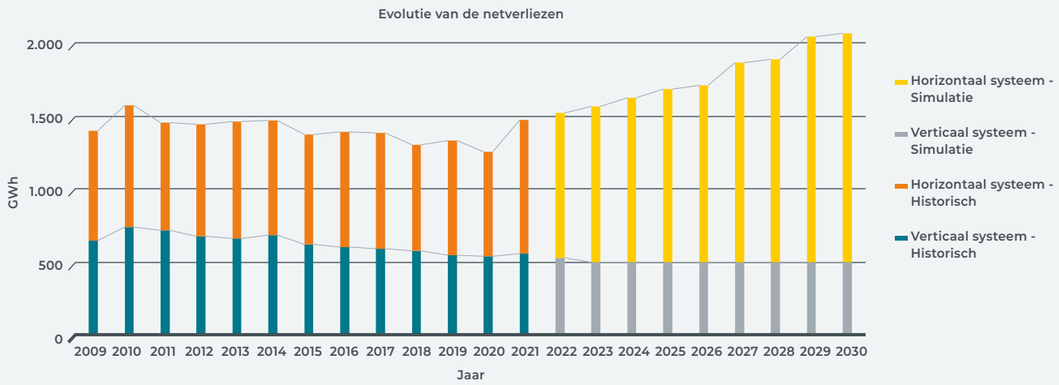
$$P_{verliezen} = R \times I^2_{verliezen}$$

Indien de verbinding een weerstand heeft van 1 Ohm, zal er bij de hoge spanning een verlies zijn van 2 MW (2.000.000 W) en bij de lagere spanning een verlies van 4 MW (4.000.000 W).

- **Het te transporteren vermogen;**
  Bij constante spanning zal een hoger te transporteren vermogen aanleiding geven tot een hogere stroom en aldus tot hogere verliezen.
- **De afstand over dewelke het vermogen dient getransporteerd te worden;**
  Des te langer de verbinding, des te hoger de elektrische weerstand en des te hoger de verliezen.
- **De locatie van de centrales;**
  Indien de opwekking van elektriciteit gebeurt op een afgelegen plaats, zoals bijvoorbeeld bij de offshore hernieuwbare energie, dan moet dit vermogen over een langere afstand getransporteerd worden, wat hogere verliezen met zich mee brengt.

Elia berekent systematisch de verwachte evolutie van de netverliezen op het Belgische hoogspanningsnet en maakt daarbij een onderscheid tussen het Horizontale systeem (Belgische deel van het Europees geïnterconnecteerde 380 kV net) en het Verticale systeem (Regionale netten op lagere spanningsniveaus). Dit is zichtbaar in Figuur 1.23.

FIGUUR 1.23: EVOLUTIE VAN DE NETVERLIEZEN VOOR HET BELGISCHE HORIZONTALE EN VERTICALE SYSTEEM

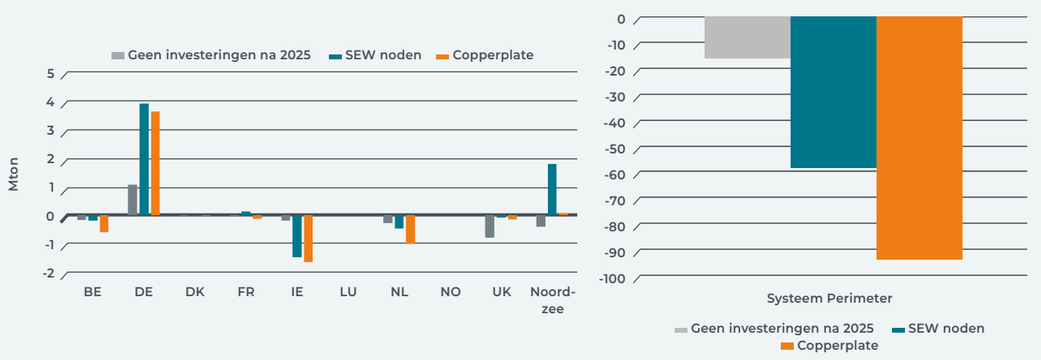


Voor het **horizontale systeem** nemen de netverliezen toe op de horizon van het Federaal ontwikkelingsplan. De integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem leidt immers tot hogere elektriciteitsstromen die over een grotere afstand getransporteerd moeten worden. Om deze integratie mogelijk te maken en de bijhorende stromen te transporteren, zet Elia sterk in op het zo efficiënt mogelijk gebruik maken van reeds bestaande infrastructuur (§1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net). Dit gebeurt bijvoorbeeld door het toepassen van hoogperformante geleiders, phase shifters, …. Deze technologieën hebben een stijging van de netverliezen, op niveau van de uitrustingen, tot gevolg. Ook het effect van de stapsgewijze integratie van de offshore windenergie op het totaal van de verliezen is duidelijk zichtbaar.

De CO_2-uitstoot die gelinkt is aan deze netverliezen wordt bepaald door samenstelling van het productiepark en dient, gezien de geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt, geëvalueerd te worden op een Europese schaal. Een dergelijke analyse gebeurt in het kader van het TYNDP-proces en is opgenomen in de Regionale investeringsplannen (RegIP).

Het RegIP 2020 [ENT-4], toont aan dat er voor de Noordzee regio op de horizon 2030 een stijging te verwachten is in de CO_2-emissies, maar dat er ook een netto export van elektriciteit van deze regio naar andere Europese regio's is (Figuur 1.24). De Noordzee regio vervangt op die manier duurdere en meer vervuilende elektriciteitsproductie in deze Zuidelijke en Oostelijke Europese Regio's. Op de horizon 2040, door de integratie van hernieuwbare energie, dalen ook in de Noordzee regio de globale emissies van CO_2.

FIGUUR 1.24: LINKS: DELTA CO_2-EMISSIES ZOALS BEREKEND IN HET KADER VAN HET REGIONALE INVESTERINGSPLAN VOOR DE NOORDZEE REGIO, WAT DEEL UITMAAKT VAN HET TYNDP 2020. DE FIGUUR TOONT HET VERSCHIL IN CO_2-EMISSIES OP DE HORIZON 2030 TEN OPZICHTE VAN 2020 VOOR DRIE VERSCHILLENDE "REFERENTIE" NETWERKEN. SEW-NODEN VERWIJST NAAR EEN REFERENTIENET DAT DE GRENSOVERSCHRIJDENDE NODEN ZOALS GEÏDENTIFICEERD IN HET KADER VAN HET TYNDP 2020 BEVAT. IN HET "COPPERPLATE" NETWERK, ZIJN ER GEEN RESTERENDE KNELPUNTEN IN HET ELEKTRICITEITSNET. RECHTS: DELTA CO_2-EMISSIES VOOR HET VOLLEDIGE EUROPESE SYSTEEM



Gezien bovenstaande evoluties, **is de integratie van hernieuwbare energie in het systeem de juiste hefboom om de CO_2-emissies gelinkt aan netverliezen te beperken**. Een te grote nadruk op een rechtstreekse reductie van netverliezen brengt immers ongewenste effecten met zich mee, zoals een vertraging van de integratie van hernieuwbare energie en zou zelfs kunnen leiden tot meer infrastructuur dan nodig: meer verbindingen doen de weerstand en de bijhorende verliezen immers dalen.

In de evaluatie van nieuwe transmissie-infrastructuur is het dan ook belangrijk om steeds het systeemperspectief te bekijken en de impact op de netverliezen steeds te combineren met de impact op de CO_2-emissies door de realisatie van deze nieuwe infrastructuur. Een nieuwe verbinding kan immers netto de netverliezen verhogen, maar kan wel degelijk een reducerend effect hebben op CO_2-emissies door de integratie van grote hoeveelheden hernieuwbare energie. De realisatie van een hybride interconnector, die de aansluiting van een offshore windmolenpark en de verbinding met een ander land combineert, in HVDC-technologie, kan typisch de verliezen van het net doen stijgen, maar wel toelaten om grote hoeveelheden hernieuwbare energie te integreren waardoor het netto-effect positief is.

Het reduceren van de netverliezen op zich is geen drijfveer voor de ontwikkeling van het transmissienet, gezien een te nauwe focus kan leiden tot averechtste effecten en de integratie van hernieuwbare energie zelfs kan vertragen. In de evaluatie van nieuwe transmissie-infrastructuur is het belangrijk om steeds het systeemperspectief te bekijken en de impact op de netverliezen steeds te combineren met de impact op de CO_2-emissies dankzij de realisatie van deze nieuwe infrastructuur.

De evaluatie van de nieuwe projecten in het horizontaal systeem, zoals toegepast in dit ontwikkelingsplan gebeurt via de Kosten-Baten analyse uitgewerkt op ENTSO-E-niveau, zoals toegelicht in §1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net. Deze methodologie laat toe om de netto impact op de netverliezen van een bepaald project in het horizontaal systeem te kwantificeren en berekent ook andere indicatoren zoals de reductie in CO_2-emissies en de socio-economische welvaart. Deze holistische aanpak laat toe om de volledige impact van een project te beschouwen in termen van **emissies van broeikasgassen**, naast de impact op het vlak van de **bevoorradingszekerheid** en de **welvaart**.

In het **Verticale systeem** is een stabilisatie van de netverliezen zichtbaar. In de eerste plaats zorgt de decentrale productie in de regionale netten ervoor dat elektriciteit op dit niveau over minder grote afstanden getransporteerd moet worden en dus minder verliezen tot gevolg heeft. Aan de andere kant zorgt de tendens van het meer ondergronds brengen van de regionale netten (voor redenen van publieke acceptatie) tot bijkomende verliezen. Beide effecten heffen elkaar min of meer op.

Alhoewel een stijging van de netverliezen dus een te verwachten evolutie is op de horizon van het FOP, tracht Elia wel om, waar verantwoord, de netverliezen gelinkt aan transmissie-infrastructuur zoveel als mogelijk te beperken. Voor nieuwe toestellen neemt Elia de energie efficiëntie van het toestel mee als evaluatieparameter voor de finale keuze van de leverancier. Tevens streeft Elia naar hogere spanningsniveaus en het afbouwen van lagere spanningsniveaus. Een vervanging van het 70 kV door een 150 kV net heeft een significante impact (~50%) op het reduceren van verliezen. Wat betreft het verticaal systeem wordt hier ook verwezen naar de regionale ontwikkelingsplannen voor Vlaanderen, Brussel en Wallonië [ELI-8], waarin meer toelichting gegeven wordt over specifieke maatregelen op vlak van de onderstations.

Tenslotte is het ook belangrijk om op te merken dat transmissienetbeheerders reeds in het verleden een effectief beheer uitvoerden van de netverliezen. Een recent rapport van de CEER[71] toont dit ook aan, aangezien hierin vermeld wordt dat de verliezen in het transmissienet reeds laag zijn in Europese landen: tussen 0,5 en 3%[72].

ENERGIE EFFICIËNTE ONDERSTATIONS

Het energieverbruik van de gebouwen in meer dan 400 onderstations is een belangrijk aandachtspunt in onze strategie om klimaatneutraal te zijn tegen 2030. De acties die Elia onderneemt m.b.t. het verbeteren van de energie efficiëntie van dit groot aantal gebouwen wordt toegelicht in sectie §6.3 Green Substations. Het efficiënt omgaan met energie hangt ook af van de dagdagelijkse acties van onze ploegen en mensen op het terrein.

71 Council of European Energy Regulators.

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

1.5.2. MAATSCHAPPELIJK DRAAGVLAK VOOR INFRASTRUCTUUR

De verhoging van het draagvlak voor de activiteiten en projecten van Elia door deze maatregelen heeft als doel de realisatie van infrastructuurprojecten vlot te laten verlopen.

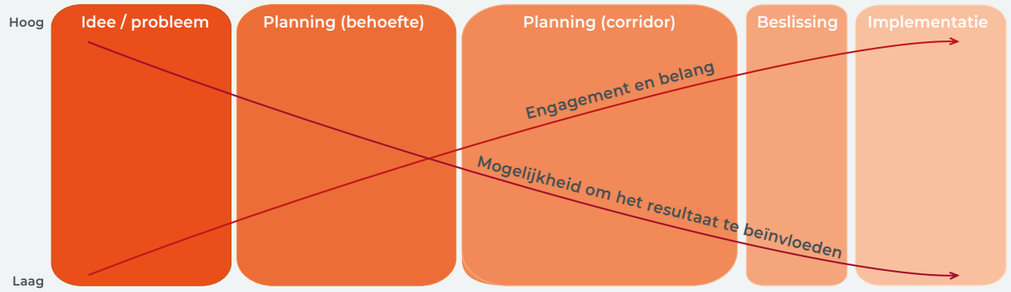
1.5.2.1. Participatie en communicatie

Infrastructuurwerken hebben steeds een grote impact op omwonenden, handelaars en andere lokale stakeholders. De werken van Elia zijn op dat gebied niet anders. Het bekomen en behouden van draagvlak is dus essentieel. Daarom investeert Elia in langdurige en stabiele relaties met stakeholders op federaal, regionaal en lokaal niveau. Elia verbindt zich er toe lokale stakeholders vroeg in het proces te betrekken, aan de hand van een gestroomlijnde en consistente informatiestroom, infomarkten en gesprekken. Dit houdt in dat Elia te allen tijde transparant communiceert, openstaat voor dialoog met omstanders en een betrouwbare partner wenst te zijn voor omwonenden en overheden.

Participatie is steeds een sleutelwoord binnen grote en kleine infrastructuurprojecten van Elia. Elia krijgt op deze manier feedback over haar plannen en de kans om haar keuzes te duiden en in dialoog te treden met omwonenden, politieke stakeholders en lokale bedrijven. Elia beoogt op deze manier meer draagvlak te creëren voor haar projecten en zo het hoogspanningsnet van morgen te kunnen bouwen.

Een belangrijk obstakel in infrastructuurprojecten is de **"participatieparadox"** (zie Figuur 1.25), waarbij belanghebbenden pas betrokken raken en interesse hebben in een project wanneer de belangrijkste beslissingen al genomen zijn en het project zo goed als vastligt [GWA-1]. Dit zorgt voor frustraties bij zowel de belanghebbenden als de projectontwikkelaar. Elia beoogt daarom de belanghebbenden in een zo vroeg mogelijke projectfase te betrekken en hun ideeën en opmerkingen mee te nemen in de uitwerking.

FIGUUR 1.25: DE PARTICIPATIEPARADOX



Elia wil een volledige en transparante communicatie voor al de stakeholders doen. Waar relevant organiseert Elia infomarkten voorafgaand aan en tijdens de publieke consultatierondes voor de latere vergunningsprocedures. Daarnaast zoekt Elia te allen tijde naar bijkomende, innovatieve participatietechnieken die een meerwaarde kunnen bieden aan de lokale stakeholders. Zo organiseert Elia, afhankelijk van het project, eveneens werfbezoeken en open wervendagen of biedt ze scholenpakketten aan om de energietransitie uit te leggen aan de volgende generaties.

Naast fysieke participatie- en communicatiemomenten, houdt Elia eveneens via andere kanalen de belanghebbenden op de hoogte van de ontwikkelingen binnen een project. Zo maakt Elia intensief gebruik van verschillende projectwebsites, folders, brochures, (digitale) nieuwsbrieven en bewonersbrieven om de stakeholders te informeren. Naast papieren en digitale informatiekanalen, beschikt Elia ook over een mailbox en gratis 0800-nummer om vragen en bezorgdheden van de stakeholders over de projecten aan te nemen en meteen te beantwoorden.

1.5.2.2. Optimalisatie bestaande infrastructuur

Elia ziet erop toe de bestaande infrastructuur optimaal te benutten. Indien er nood is aan extra transportcapaciteit zal eerst gekeken worden of een bestaande lijn kan versterkt worden door een extra draadstel toe te voegen of de bestaande geleiders te vervangen door een type met een hogere capaciteit.

Indien een nieuwe verbinding toch nodig blijkt, gaat voor spanningsniveaus tot en met 220 kV de voorkeur naar kabels. Daar deze ondergronds lopen en voor 90% in het openbaar domein is hun impact voor de omgeving veel beperkter. Voor 380 kV, het hoogste spanningsniveau, zijn kabels niet geschikt om langere afstanden te overbruggen en blijven lijnen voor 380 kV verbindingen noodzakelijk.

In bepaalde gevallen worden dus nieuwe verbindingen wel gerealiseerd door de constructie van lijnen, waarbij de voordelen (kostprijs, toegankelijkheid, beschikbaarheid…) optimaal worden benut. Deze nieuwe lijnen worden bij voorkeur gebundeld met andere lijninfrastructuur (bundelingsprincipe), zoals andere hoogspanningslijnen, openbare wegen, waterlopen, enz. Daarenboven ziet Elia erop toe dat de totale lengte van het bovengrondse transmissienet niet toeneemt (standstill-principe). Zo kunnen bepaalde bestaande lijnen als het nodig blijkt en in functie van de mogelijkheden worden verwijderd of ondergronds worden aangelegd bij wijze van compensatie.

1.5.2.3. Visuele integratie

Bij de oprichting van nieuwe hoogspanningsstations wordt in overleg met de bevoegde overheden een plan opgesteld voor de aanleg van de site. Naar aanleiding hiervan kan eveneens een studie worden uitgevoerd naar de impact van het hoogspanningsstation op het landschap. Uit de studie kunnen dan maatregelen naar voor komen zoals het aanplanten van groenschermen rond het hoogspanningsstation.

Bovendien is het visuele effect van moderne stations op de omgeving sterk verminderd door het gebruik van railstellen in buizen in vergelijking met oude stations met railstellen met gespannen kabels. Tot slot wordt geval per geval onderzocht of het mogelijk is om compactere installaties van het type GIS (Gas Insulated Switch-gear) te bouwen. Bij de finale beslissing hieromtrent dient men echter steeds de mogelijke impact van het gebruik van SF6-gas mee te evalueren. Zoals toegelicht in §2.3.3 Alternatieven voor SF_6-gas, onderzoekt Elia het gebruik van alternatieve gassen in dit kader.

Wanneer nieuwe bovengrondse hoogspanningslijnen worden gerealiseerd, wordt via landschapsstudies nagegaan op welke wijze een maximale landschappelijke integratie mogelijk is. Dit kan bijvoorbeeld gaan over het gebruik van innovatieve, kleinere, masten maar kan ook bestaan uit acties waarbij groenschermen worden opgetrokken in de ruime omgeving van de hoogspanningslijn.

1.5.2.4. Beleid elektromagnetische velden

Elia is zich bewust van de ongerustheid over de potentiele gezondheidsrisico's van elektromagnetische velden, daarom besteedt Elia hier ook de nodige aandacht aan.

Bij magnetische velden treden er bij hoge blootstelling (meer dan 100µT), niveaus die in de praktijk niet voorkomen bij hoogspanningsverbindingen, acute effecten op waarvan het verband tussen oorzaak en gevolg duidelijk bewezen is. Hiervoor bestaan er dan ook op Europees en Belgisch niveau duidelijke grenswaarden waaraan al onze installaties voldoen, namelijk 100 µT.

In de nabijheid van onze hoogspanningsinstallaties liggen deze waarden een stuk lager. Er zullen zich dus nooit acute effecten voordoen. Er is wel al bijna 40 jaar lang discussie over mogelijke lange termijneffecten bij dagelijkse blootstelling aan heel lage niveaus van magnetische velden. Epidemiologische onderzoeken hebben een louter statistisch significant verband gevonden tussen wonen langs hoogspanningslijnen en een verhoogd risico op kinderleukemie bij een langdurige blootstelling aan meer dan 0,4 µT. Bijkomende onderzoeken hebben echter geen oorzakelijk verband tussen magnetische velden en kinderleukemie kunnen aantonen. Er is ook geen mechanisme bekend dat een verklaring kan geven hoe magnetische velden kanker zouden kunnen veroorzaken.

Daarom is er regelgeving die Elia strikt naleeft en neemt Elia, op vraag van de overheid, voorzorgsmaatregelen zoals:

- Bestaande luchtlijnen herbenutten, zodat geen nieuwe gebieden overspannen worden;
- Bij nieuwe luchtlijnen het tracé optimaliseren zodat locaties waar kinderen langdurig verblijven (crèches, scholen en woongebieden) maximaal worden vermeden;
- Aanpassing van de configuratie van de lijn zodat het magnetisch veld steeds zo klein mogelijk is. Dit kan door het ontwerp van de mast of de volgorde van de elektriciteitsdraden aan te passen.

Zoals hierboven reeds vermeld, hanteert Elia het **stand-still principe** voor luchtlijnen. Bij een nieuwe lijn worden woningen maximaal vermeden. De bestaande oudere lijnen die worden afgebroken lopen vaker door woongebied. Alles samen streeft Elia er naar dat het aantal woningen/mensen die binnen de magneetveldzone liggen, afnemen daar er bij het afbraakproject meer woningen betrokken zijn dan bij de nieuwe lijn.

Tenslotte blijft Elia inzetten op de vooruitgang van de wetenschappelijke kennis en het transparant informeren van alle stakeholders. Elia ondersteunt hiertoe verschillende onderzoekscentra en universiteiten in België, gegroepeerd in de Belgian BioElectroMagnetics Group (BBEMG), alsook op internationaal niveau via het Electric Power Research Institute (EPRI), een non-profitorganisatie voor onderzoek naar energie en milieu.

Om omwonenden en andere stakeholders zo goed mogelijk te informeren, biedt Elia op verzoek gratis metingen aan en beschikt Elia over een webpagina, infofiches en brochures. Bijkomend worden in het kader van de projecten specifieke communicaties georganiseerd, zoals nieuwsbrieven en infosessies, eventueel ook ondersteund door een onafhankelijke expert.

1.5.2.5. Beleid vergoedingen en compensaties

Wanneer er met preventieve of corrigerende maatregelen een bepaalde impact niet kan worden vermeden, dan worden er compenserende maatregelen toegepast. Deze kunnen ofwel vrijwillig toegepast worden (binnen het regulatoire kader), ofwel wettelijk bepaald zijn alvorens alle nodige wettelijke toestemmingen te krijgen voor de uitwerking van een project.

Vroeger werden ad hoc maatregelen uitgewerkt voor elk project. In 2020 werd er beslist om een duidelijk en gestructureerd beleid op te zetten. Dit beleid wordt transparant weergegeven op onze website.

Afhankelijk van de impact, is er een wijde variatie van bestaande maatregelen:

- **Landschapsintegratie:** aanplanten van struiken, heggen of bomen (green screen), meer compacte pylonen, infrastructuur groepering, architecturale integratie;
- **Soortenbescherming:** vogelmarkeringen;
- **Bosbouw:** herstel en specifieke beheersmaatregelen;

FIGUUR 1.26: DE COMPENSERENDE MAATREGELEN

1.5.3. MILIEUZORG

1.5.3.1. Beleid inzake het inperken van geluidshinder

De voornaamste bron van geluidshinder in het net is verbonden aan de werking van transformatoren. De aankoop van transformatoren met een laag geluidsniveau maakt al vele jaren deel uit van het milieubeleid van Elia. Bovendien wordt bij de oprichting van een nieuw onderstation of bij het verhogen van het transformatievermogen van een bestaand onderstation een geluidsonderzoek uitgevoerd. Op basis van de geluidsmetingen van de bestaande transformatoren wordt een simulatie gemaakt van de situatie na de transformatieversterking, om zo in te schatten welk geluidsniveau ermee gepaard gaat. Dankzij deze werkwijze worden reeds in de ontwerpfase van het project geluiddempende maatregelen voorzien, zoals geluidswerende wanden, zodat de hele (nieuwe en bestaande) infrastructuur beantwoordt aan de geluidsnormen die door de milieureglementeringen worden opgelegd.

1.5.3.2. Beleid inzake de bescherming van het grondwater en de bodem

De belangrijkste potentiële vervuilingsbron voor de bodem, het grond- en het oppervlaktewater is het grote volume minerale olie in de transformatoren.

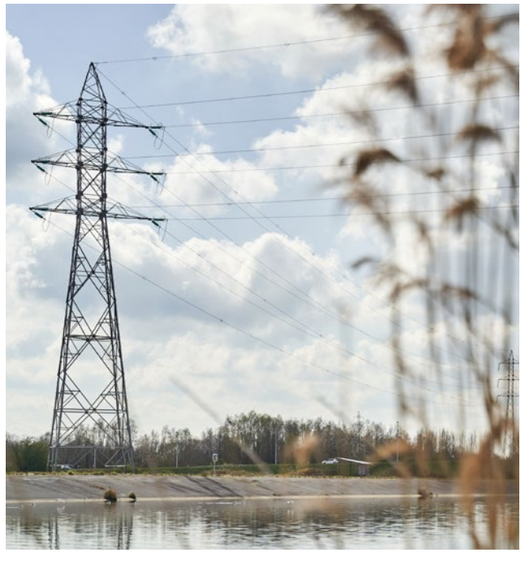
De standaard toegepaste oplossing bestaat erin om de transformatoren uit te rusten met een vloeistofdichte betonnen kuip, die in geval van een incident met een olielek alles kan opvangen. De kuipen worden gedimensioneerd voor de meest extreme situatie waar ze het volledige volume moeten kunnen opvangen. Om te verzekeren dat het regenwater dat op de installaties valt steeds kan worden afgevoerd zonder enige verontreiniging, worden de kuipen uitgerust met een koolwaterstofafscheider en een bijkomende coalescentiefilter met automatische afsluiter. Elia heeft een interne procedure uitgewerkt die een snelle en efficiënte sanering waarborgt. Als het om een aanzienlijk incident gaat, zal Elia de betrokken overheid contacteren.

Het door Elia gevoerde beleid bestaat erin alle nieuwe transformatoren van een dergelijke vloeistofdichte betonnen kuip te voorzien. Voor bestaande transformatoren zonder opvangkuip heeft Elia een investeringsprogramma om deze zo snel mogelijk in te kuipen. Dit gebeurt systematisch wanneer in de betrokken stations projecten burgerlijke bouwkunde worden uitgevoerd of via specifieke projecten indien er op de betrokken post binnen een redelijke termijn geen andere investeringen gepland zijn.

1.5.3.3. Beleid waterbeheer posten

De waterhuishouding op de 600-tal hoogspanningsstations die in België door Elia uitgebaat worden bestaat hoofdzakelijk uit hemelwater dat terechtkomt op de hoogspanningsinstallaties (transformatoren), de ondoorlaatbare (daken, asfaltweg) en doorlaatbare oppervlakten (grindwegen) en een beperkt watergebruik voor het sanitair. Bij het bouwen van nieuwe posten maar ook bij het uitbreiden of vernieuwen van bestaande posten worden de nodige investeringen voorzien in functie van onderstaande principes:

- Verzekeren dat het hemelwater dat op de installaties (transformatoren) terecht komt steeds zonder enige (olie) verontreiniging wordt afgevoerd
- De ondoorlaatbare oppervlakte beperken. Dit gebeurt door de wegenissen aan te leggen met versterkte grindkoffers en niet meer met asfalt op beton. Bij de bestaande verhardingen worden de afvoergoten gemeden en voorzien we natuurlijke afvloeiing en infiltratie naast de weg. Tenslotte wordt het hemelwater van de daken opgevangen voor hergebruik (sanitair) en de overloop wordt geïnfiltreerd op het eigen terrein.



1.5.3.4. Beleid natuurbehoud

VOGELS

Luchtlijnen vormen voor vogels een gevaarlijke hindernis. Zij merken deze luchtlijn soms te laat op met het risico dat ze ertegen vliegen. Op vraag van Elia werkte Natagora en Natuurpunt een studie uit die de gevaarlijkste luchtlijnen voor vogels in kaart brengt. In totaal vormt 325 km luchtlijn van de 8.781 km of 5,8% een hoog risico voor vogels. Door het plaatsen van bebakening op de luchtlijnen, wordt de luchtlijn zichtbaar en dus veiliger voor vogels. De afgelopen jaren bebakende Elia al 50 km. De komende jaren zet Elia haar inspanningen verder om zoveel mogelijk gevaarlijke lijnen te bebakenen.

Bij de bouw van een nieuwe luchtlijn is deze kaart een planningsinstrument voor Elia en een hulpmiddel voor de overheid om de effecten van nieuwe luchtlijnen op vogels te beoordelen. Rode gebieden worden voor de bouw van nieuwe bovengrondse hoogspanningsleidingen beter vermeden. Indien in deze gebieden toch luchtlijnen moeten worden gebouwd, moeten minstens mitigerende maatregelen worden voorzien, zoals het plaatsen van bebakening. Dankzij deze bebakening op de kabels worden luchtlijnen beter zichtbaar voor vogels en daalt het aanvliegrisico aanzienlijk.

BEBAKENING	2017	2018	2019	2020	2021
Lijnen uitgerust (km)	13,62	26,24	37,59	43,74	53,74

GROENBEHEER

Om veiligheidsrisico's door vallende bomen of kortsluiting te vermijden mogen er geen bomen groeien in de nabijheid van hoogspanningslijnen. Tot voor kort bestond het reguliere beheer erin om elke 5 à 8 jaar een strook onder de lijnen vrij te maken van opgaande vegetatie. Met de nieuwe aanpak wordt voor zowel bestaande als nieuwe hoogspanningsleidingen, opnieuw op basis van het (geplande) tracé, nagegaan of in bosgebied, natuurgebied en eventueel zelfs onder mastvoeten in landbouwgebied, de corridor waar de leiding door passeert en die normaal van opgaande begroeiing moet worden gevrijwaard, toch kan worden ingericht met een meerwaarde voor de natuur in het gebied door stabiele vegetaties aan te brengen, en dat volgens de principes van het Life Elia project. Deze nieuwe aanpak is niet alleen beter voor de biodiversiteit, maar leidt op termijn ook tot een lagere onderhoudskost voor het net.

CORRIDOR	2017	2018	2019	2020	2021
Ecologisch beheerd (ha)	430	552	662	703	732

OFFSHORE NATUURBEHEER

Bij de design en bouw van offshore transmissie-infrastructuur worden verschillende maatregelen genomen om de impact op het mariene ecosysteem tot het minimum te reduceren. Tijdens het heien van paalfunderingen bijvoorbeeld worden diverse maatregelen getroffen om het geproduceerde geluidsniveau te reduceren (bv. GABC-techniek, hetgeen een type bellengordijn is) en om de kans op het optreden van effecten op vissen en zeezoogdieren te minimaliseren (pingers en soft start procedure om zeezoogdieren uit de hoge impactzone te verdrijven, uitkijk naar zeezoogdieren).

Ook wordt bij de selectie van mogelijke locaties voor nieuwe offshore onderstations en kabels rekening gehouden met de aanwezigheid van waardevolle habitats, in het bijzonder de grindbedden. De locaties worden zo gekozen dat direct habitatverlies van deze grindbedden vermeden wordt.

Net zoals onshore, wordt de offshore infrastructuur op zodanige wijze ontwikkeld dat de capaciteit efficiënt en maximaal benut wordt. Dit betekent dat zo weinig mogelijk infrastructuur wordt gebouwd, zonder de toekomstbestendigheid en latere evoluties uit het oog te verliezen.

Daarenboven wordt voor de toekomstige projecten nu niet enkel gekeken naar het milderen van negatieve effecten, maar wordt ook onderzocht in welke mate de positieve effecten verder gestimuleerd kunnen worden, in het bijzonder door de toepassing van Nature Inclusive Designs (NID). Dergelijke NID kunnen bestaan uit het slim inrichten van erosiebescherming en breuksteen-stortingen, aanbrengen van structuren die zoveel mogelijk het natuurlijk substraat nabootsen, kleinere structuren die meer habitatcomplexiteit bieden... Welke NID gewenst en toepasbaar zijn in het kader van elk afzonderlijk project en in functie van de habitats van de Belgische Noordzee maakt onderdeel uit van verder onderzoek. Dit levert ook een unieke gelegenheid om de kennis verder op te bouwen met betrokken stakeholders en wetenschappers in de Noordzee.

2 Outlook

2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet

2.2 Een Geïntegreerd Energiesysteem

2.3 Technologie in de Energietransitie

2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet

De doelstelling van langetermijnscenario's is niet het voorspellen van de toekomst, maar wel het mogelijk maken om op transparante wijze de impact van beleidskeuzes, macro-economische trends, technologische evoluties, etc. op de behoeften aan netontwikkelingen te evalueren onder verschillende omstandigheden.

Om de invloed van deze parameters op de netontwikkelingsbehoeften in beeld te brengen, werden verschillende scenario's uitgewerkt. Deze vertonen onderling sterke verschillen om de verscheidene toekomstperspectieven te reflecteren. Elia bevindt zich niet in een positie om aan te geven welk scenario het meest wenselijk of waarschijnlijk is. Bij het opstellen van de scenario's door Elia werd de totale systeemkost niet in rekening gebracht. De keuzes inzake energietransitie worden genomen door de betrokken overheidsinstanties. Elia pleit er dan ook voor dat de overheidsinstanties een energiebeleid uitstippelen vanuit een langetermijnvisie. Door diverse scenario's te hanteren, kan een waaier aan situaties worden gedefinieerd die toelaat om een netinfrastructuur te ontwerpen, die een robuust antwoord biedt op de noden volgende uit al deze scenario's.

2.1.1. FRAMEWORK VOOR HET CREËREN VAN SCENARIO'S

Het Ontwikkelingsplan en de desbetreffende scenario's moeten worden opgesteld op basis van de meest recente prospectieve studie van de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau. In December 2019 werd deze in de vorm van een monitoringsverslag gepubliceerd. Het feit dat er geen recentere prospectieve studie is verschenen, geldt als een passende motivering om voor het voorliggende Ontwikkelingsplan rekening te houden met het laatste monitoringsverslag, dat in december 2021 werd gepubliceerd door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau [FOD-2].

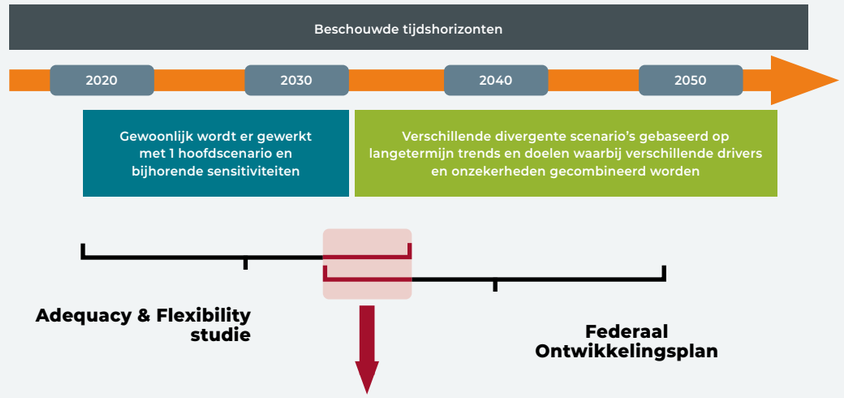
Na overleg in het samenwerkingscomité en volgende op de feedback van de stakeholders werd beslist om de TYNDP-scenario's (welke iedere 2 jaar op een Europees niveau via een extensief consultatieproces opgesteld worden) als eerste basis te gebruiken voor het opstellen van de scenario's gebruikt in dit ontwikkelingsplan. Deze basis wordt vervolgens verfijnd. Ten eerste wordt er rekening gehouden met beschikbare recente informatie van bijvoorbeeld nationale studies en nieuwe Europese strategieën welke impact hebben op het elektriciteitssysteem. Ten tweede zijn verscheidene verbeteringen doorgevoerd voor het opstellen, simuleren en evalueren van scenario's. Ten laatste werd er, complementair aan eerdere processen, in 2021 door Elia de 'Task Force Scenarios' opgericht als consultatief organisme voor het ontwikkelen van langetermijnscenario's. Een van de uitkomsten van deze 'Task Force Scenario's' is de kwalitatieve en kwantitatieve beschrijving van de scenario's gebruikt in dit FOP [ELI-1]. Dit laatste onderwerp wordt verder besproken in paragraaf 2.1.1.2.

2.1.1.1. Onderzochte tijdshorizonten en link met andere studies uitgevoerd door Elia.

Dit ontwikkelingsplan bevat een overzicht van alle projecten die de komende 10 jaar gerealiseerd zullen moeten worden. Aangezien deze projecten een levensduur hebben die zich ver voorbij deze horizon uitstrekt is het noodzakelijk om hun impact op de langere termijn in te schatten. Hiertoe zijn langetermijnscenario's ontwikkeld met een reikwijdte van 30 jaar in de toekomst. Gedetailleerde marktsimulaties om deze impacten te kunnen kwantificeren zijn vervolgens uitgevoerd voor de horizonten 2030, 2035 en 2040.

Het is belangrijk te vermelden dat de verhaallijnen dewelke uitgewerkt en gebruikt werden in dit ontwikkelingsplan compatibel zijn met de scenario's welke gebruikt worden in studies omtrent de bevoorradingszekerheid. Deze laatste omvatten meestal een horizon die een 10-tal jaar in de toekomst kijkt.

ONDERZOCHTE TIJDSHORIZONTEN EN LINK MET ANDERE STUDIES UITGEVOERD DOOR ELIA



Het startpunt is het referentiescenario gebruikt en geconsulteerd in het kader van de Adequacy & Flexibility studie. Dit komt overeen met het 'Established Policies' scenario (voorafgaand aan het FitFor55 pakket en recente aankondigingen)*.

** Voor België werd de verdere uitbreiding van de wind op zee capaciteit in de Belgische EEZ tot 5.8 GW in rekening gebracht in het 'Established Policies' scenario.*

2.1.1.2. Betrekken van stakeholders via de "Task Force Scenario's"

Om de betrokkenheid van de belanghebbenden te vergroten in het opstellen van scenario's maar ook om de transparantie en kwaliteit ervan te vergroten werd in 2021 door Elia de 'Task Force Scenario's' opgericht. Deze Task Force functioneert als consultatief organisme voor het ontwikkelen van scenario's voor gebruik in analyses van het elektriciteitssysteem. Een belangrijke toegevoegde waarde van dit proces is de co-creatie van verhaallijnen met de verschillende belanghebbenden. Deze werden dan ook actief opgeroepen om materiaal aan te voeren om discussies te voeden. Het hebben van deze discussies leidt tot een verhoogde transparantie van het scenarioproces en zorgt ervoor dat belanghebbenden een toegenomen impact hebben op zowel de creatie van langetermijnscenario's als in het prioritiseren van de verschillende onderzoeksonderwerpen gerelateerd aan zulke scenario's. De in de Task Force Scenario's opgestelde verhaallijnen bevatten zowel kwalitatieve als kwantitatieve informatie op het gebied van elektrische vraag en aanbod welke vervolgens gebruikt worden voor het uitvoeren van langetermijnstudies van het elektriciteitssysteem.

De documenten uitgewisseld tussen belanghebbenden, de publieke consultaties, uitkomsten en presentaties van de workshops gehouden in 2021 kunnen op volgende locatie teruggevonden worden: https://www.elia.be/nl/users-group/werkgroep-belgian-grid/task-force-scenarios. Volgend op een intensief consultatie en co-creatieproces publiceerde Elia het eerste rapport getiteld **'Belgian Electricity Scenario Report'** begin 2022 [ELI-2]. De scenario's beschreven in dit rapport vormen dan ook de rechtstreekse basis voor de in het federaal ontwikkelingsplan gebruikte scenario's.

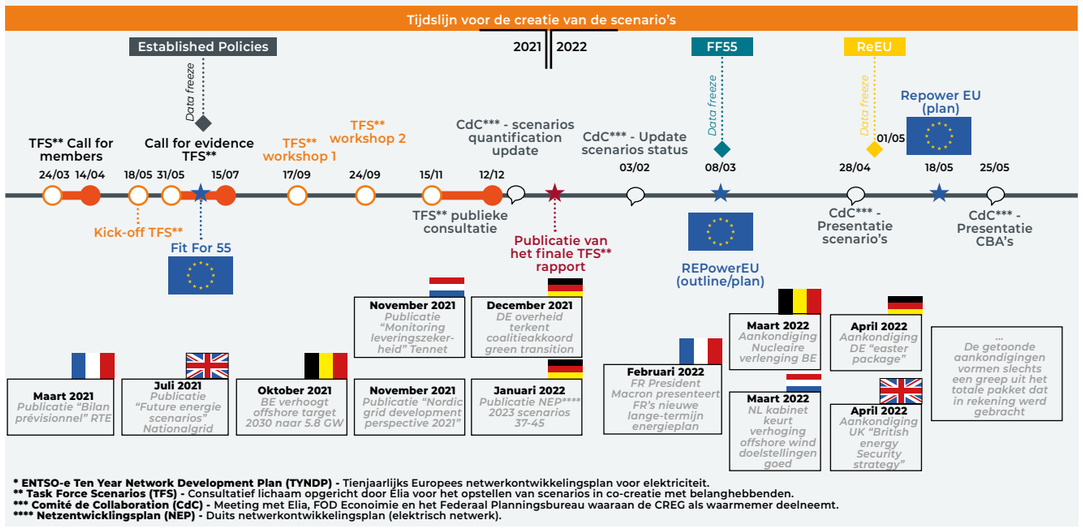
2.1.1.3. Tijdslijn voor het opstellen van de scenario's

Het opstellen van scenario's is een langdurig proces waarbij er input moet verzameld worden van belanghebbenden, Europese studies, nationale studies en aankondigingen van overheden. Een overzicht van de tijdslijn voor het opstellen van scenario's kan teruggevonden worden in Figuur 2.1. Verder is het interessant op te merken dat de TYNDP 2022 gegevensverzameling plaatsvond vóór de publicatie van het Fit For 55 pakket van de Europese Commissie. Volgend op feedback van belanghebbenden in de Task force Scenario's werd dan ook een specifiek "FitFor55 scenario" gecreëerd. Na de publicatie van het REPowerEU plan (zie paragraaf 1.2.2.3) nam Elia het initiatief om nog een bijkomend scenario toe te voegen aan het plan genaamd "ReEU". Voor dit scenario werd de inputdata pas bevroren begin mei 2022, waardoor dit ook het enige scenario is op de horizon 2030 waarin de door de Belgische overheid aangekondigde nucleaire verlenging van maart 2022 is opgenomen. Tijdens het proces van het opstellen van de scenario's werd op regelmatige wijze in contact getreden met belanghebbenden. Zo werden zij niet enkel op de hoogte gebracht van de scenario's opgesteld door Elia, maar werd er eveneens op transparante wijze samen met hun een scenario-framework opgesteld.

2.1.1.4. Disclaimer

Elia wenst te benadrukken dat de conclusies van voorliggend ontwikkelingsplan onafscheidbaar zijn van de gekozen hypothesen en kan niet garanderen dat deze hypothesen zullen gerealiseerd worden aangezien deze zaken zich buiten de verantwoordelijkheid van de netbeheerder ontwikkelen. De beleidskeuzes inzake energietransitie worden genomen door de betrokken overheidsinstanties.

FIGUUR 2.1: ALGEMENE TIJDSLIJN VAN HET OPSTELLEN VAN DE SCENARIO'S



*** ENTSO-e Ten Year Network Development Plan (TYNDP) -** Tienjaarlijks Europees netwerkontwikkelingsplan voor elektriciteit.
**** Task Force Scenarios (TFS) -** Consultatief lichaam opgericht door Elia voor het opstellen van scenarios in co-creatie met belanghebbenden.
***** Comité de Collaboration (CdC) -** Meeting met Elia, FOD Economie en het Federaal Planningsbureau waaraan de CREG als waarnemer deelneemt.
****** Netzentwicklingsplan (NEP) -** Duits netwerkontwikkelingsplan (elektrisch netwerk).

2.1.2. TYNDP-SCENARIO'S EN BENODIGDE UPDATES

De TYNDP-scenario's zijn één van de belangrijkste bronnen die worden gebruikt om de scenario's te kwantificeren. Deze worden gezamenlijk opgesteld door ENTSO-E en ENTSO-G voor de respectievelijke TYNDP-plannen die op Europees niveau moeten worden uitgewerkt. Het niveau van de details en de geografische reikwijdte stemmen overeen met de vereiste granulariteit die Elia in zijn modellering hanteert. Niettegenstaande de kwaliteit van de door de TYNDP-scenario's verstrekte gegevens, worden in deze paragraaf verschillende redenen aangehaald om de verhaallijnen van de scenario's, de onderliggende gegevens en de modelleringsaspecten die worden gebruikt om de elektriciteitsmarkt te simuleren, te verbeteren.

2.1.2.1. Overzicht van de TYDNP 2022 scenario's

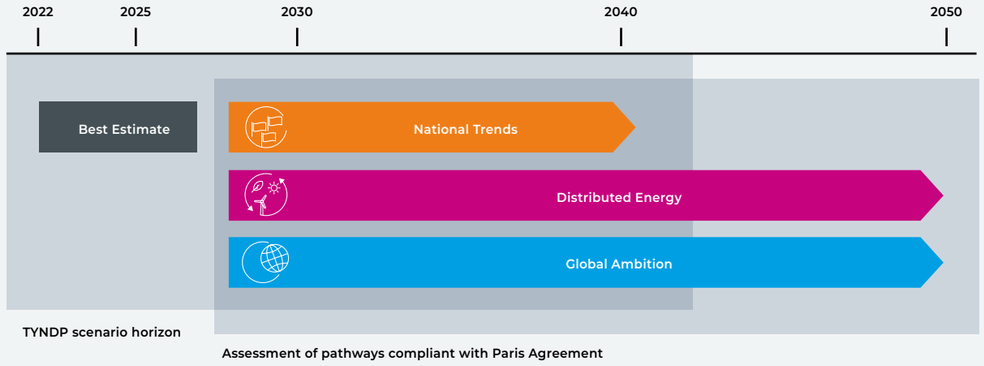
Het "Ten Year Network Development Plan" (TYNDP) wordt om de twee jaar opgesteld door ENTSO-E. In het kader van het TYNDP werken ENTSO-E en ENTSO-G samen met de belanghebbenden langetermijnscenario's uit. Die scenario's worden gebruikt om de infrastructuurbehoeften in de toekomst te beoordelen. De meest recente scenario's zijn die voor het TYNDP 2022 en zijn via onderstaande link te raadplegen:

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

De TYNDP-scenario's worden gekwantificeerd vanaf 2030 met één 'Bottom-Up'-scenario genaamd "National Trends" en twee 'Top-Down'-scenario's genaamd "Distributed Energy" en "Global Ambition". Vóór 2030 wordt een Best Estimate-scenario gebruikt. Deze worden visueel geïllustreerd op Figuur 2.2:

- Het **National Trends**-scenario sluit aan bij de laatste, op het moment van de dataverzameling van ENTSO-E, nationale energie- en klimaatbeleid (NEKP's, nationale langetermijnstrategieën, etc.) die zijn afgeleid van de Europese doelstellingen. De kwantificering van de National Trends gebeurt vanaf 2030 en tot 2040. Het is een bottom-up scenario, wat betekent dat de gegevens per land worden verzameld door de verschillende transmissienetbeheerders.
- De scenario's **Distributed Energy** (DE) en **Global Ambition** (GA) zijn beide top-down[1] scenario's waarmee een emissiereductie van ten minste 55% in 2030 tegenover het niveau van 1990 wordt bereikt en klimaatneutraliteit in 2050. Deze doelstellingen zijn ook opgenomen in de Europese klimaatwet[2]. Beide scenario's werden gekwantificeerd op landbasis tot 2040 en op EU-27-niveau voor 2050. Deze verhaallijnen zijn tot stand gekomen via uitgebreide betrokkenheid van belanghebbenden en publieke consultaties.

FIGUUR 2.2: ENTSO-E AND ENTSO-G JOINT SCENARIO FRAMEWORK



Het is ook belangrijk te vermelden dat het TYNDP-scenarioproces van start is gegaan vóór de publicatie van het voorgestelde "Fit For 55"-pakket door de EC, maar ook vóór de invasie van Oekraïne door Rusland. Die hebben geleid tot grote veranderingen in de Europese en nationale ambities van verschillende landen. Deze aspecten konden in het TYNDP niet (volledig) meer in rekening worden gebracht. Dit wordt duidelijk vermeld in de disclaimer van zowel ENTSO-E als ENTSO-G bij de publicatie van de definitieve scenariodatasets.

1 Top-down in dit kader betekent dat de finale doelstellingen op een bepaalde horizon vastgelegd worden en dat de kwantificatie van het scenario hieraan moet voldoen. Bij een bottom-up scenario is dit niet het geval.

2 Verordening 2021/1119 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999 ("Europese klimaatwet"), PB L 243/1, 9.7.2021.

Disclaimer vooropgesteld bij de TYNDP2022 scenarios

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

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

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

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

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

2.1.2.2. Verbeteringen met betrekking tot de kwantificatie van input data

Zoals weergegeven in Figuur 2.1: Algemene tijdslijn van het opstellen van de scenario's zijn er sinds de TYNDP 2022 dataverzameling veel wijzigingen in nationale en Europese plannen aangekondigd. Hiernaast werden er verscheidene nieuwe nationale studies gepubliceerd welke een meer recente blik op de toekomst werpen. Elia ontving als feedback in de publieke consultatie voor het "Belgian Electricity Scenario Report" [ELI-9] dat de scenarios aangepast/gefinetuned moeten worden op basis van de meest recente evoluties. In de door Elia opgestelde scenario's werd dus ook op zo goed als mogelijke wijze rekening gehouden met deze nieuwe informatie. Zo bevat het "FF55"-scenario onder andere de Duitse overheidsambitie om 200 GW aan zonnepanelen te installeren tegen 2030 en werd in het "ReEU" scenario rekening gehouden met een offshore wind capaciteit van 21 GW in Nederland. Zoals bij iedere studie is het mogelijk dat er op het moment van publicatie van dit ontwikkelingsplan door evoluties, buiten de controle van Elia, bepaalde veranderingen in het energielandschap doorgevoerd zullen zijn die niet expliciet in rekening werden gebracht in de scenario's. Door het gebruik van uiteenlopende verhaallijnen is het echter mogelijk om door de analyse hiervan tot een beslissing te komen welke zo robuust mogelijk is in een onzekere toekomst.

2.1.2.3. Verbeteringen in modellering van de elektriciteitsmarkt

In de vorige secties werden reeds de verbeteringen op het gebied van data onderliggend aan de scenario's uitgeklaard. Sinds het vorige ontwikkelingsplan zijn er door continue inspanningen ook significante verbeteringen doorgevoerd in de modelleringstechnieken toegepast door Elia. Een kort overzicht van de voornaamste verbeteringen en hoe deze verschillen met het TYNDP 2022 kan teruggevonden worden in Figuur 2.3: Enkele van de methodologische verbeteringen ten opzichte van het TYNDP

FIGUUR 2.3: ENKELE VAN DE METHODOLOGISCHE VERBETERINGEN TEN OPZICHTE VAN HET TYNDP

TYNDP 2022	Dit ontwikkelingsplan
Input data geconsulteerd **1 jaar geleden**	**Laatst beschikbare informatie in rekening gebracht***
3 historische klimaatjaren	**200 vooruitkijkende klimaatjaren** (+ clustering)
NTC-gebaseerde zonale modellering	**Flow-based** modellering met **CEP** regels
3 gedetailleerde resultaten van scenario's voor **2030 & 2040**	**3** voor **2030** en **4** voor **2035 & 2040** (+1 sensitiviteit)
Consultatieproces op **EU niveau**	Resultaten EU consultatie aangevuld met consultatie op **BE niveau**
...	...

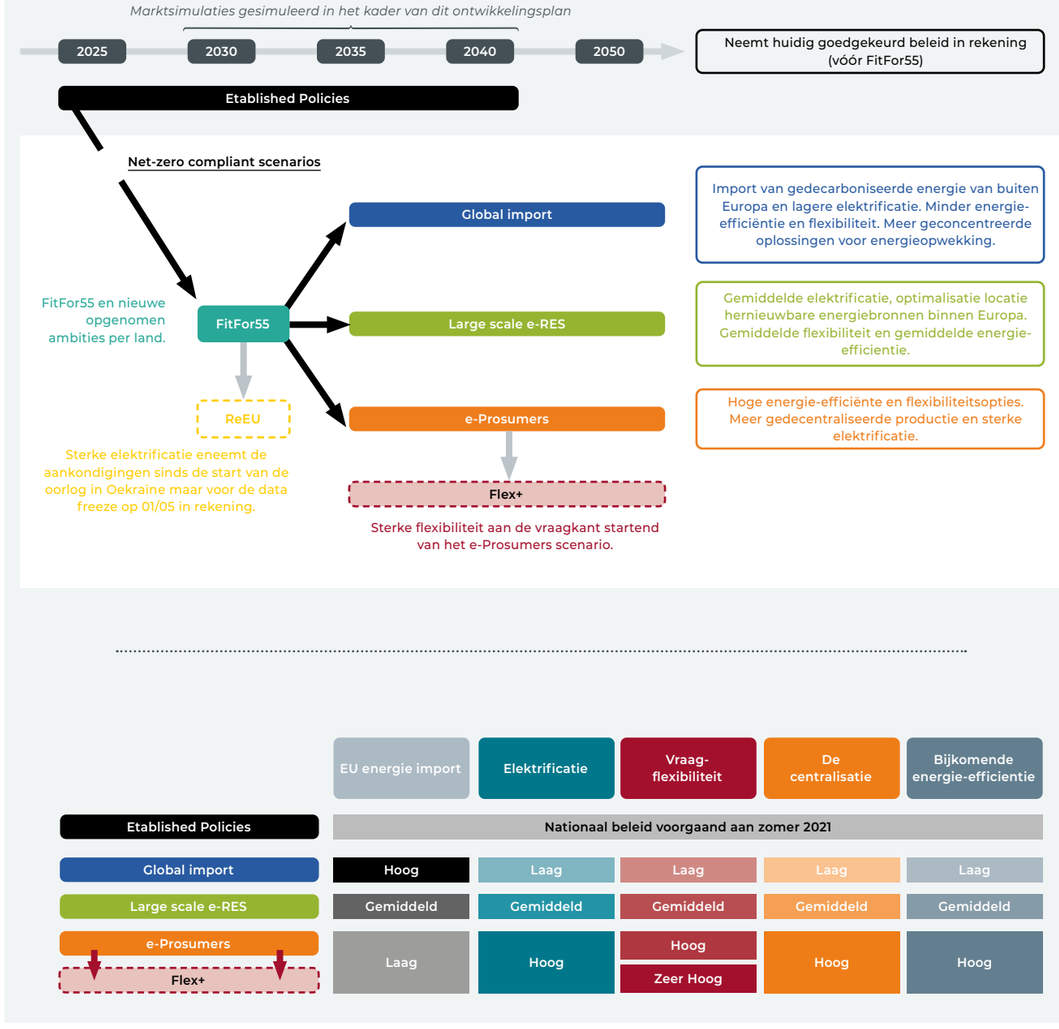
* Voor zover beschikbaar op het moment dat de input data bevoren werd

2.1.3. VERHAALLIJNEN

Eén van de uitkomsten van de Task Force Scenario's is de definiëring van een kader aan verhaallijnen. Volgend op een "call for evidence" werden alle scenarios (behalve "ReEU") vastgelegd. Na publicatie van het REPowerEU plan door de Europese Commissie werd er een bijkomend scenario ("ReEU") door Elia opgesteld.

Een overzicht van het scenariokader gebruikt in het FOP wordt gegeven in Figuur 2.4. Het is belangrijk te vermelden dat in het kader van het FOP enkel voor de jaren 2030, 2035 en 2040 elektriciteitsmarktsimulaties uitgevoerd werden. Tenslotte wordt er een korte samenvatting gegeven van elk van de verhaallijnen.

FIGUUR 2.4: SAMENSTELLING VAN HET SCENARIO KADER ZOALS UITGEWERKT IN HET KADER VAN VOORLIGGEND FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN



VOOR 2030

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Het EP scenario stelt een toekomst voor waarin hoofdzakelijk de nationale energie- en klimaatplannen gepubliceerd tot en met 2020 gevolgd worden, aangevuld met ambities aangekondigd voorafgaand aan de publicatie van het 'Fit For 55' pakket.

Dit scenario volgt de verhaallijn van "National Trends". De verwachte en gekende beleidskeuzes van ieder land zoals voorgesteld in de nationale energie- en klimaatplannen worden hierin gevolgd. Updates van deze plannen werden in dit scenario geïntegreerd voor zover ze dateren van voor de implementatie van de "Fit For 55" objectieven. Een dergelijke aanpak werd ook gebruikt in het kader van Elia's "Adequacy & Flexibility" study welke gepubliceerd werd in Juni 2021 [ELI-1]. Voor België werden de recent aangekondigde hogere targets aan offshore wind in rekening gebracht.

FITFOR55 [FF55]

Het FF55 scenario stelt een toekomst voor waarin tegen 2030 een CO_2-reductie van 55% wordt behaald door onder andere een versnelde elektrificatie, bijkomende energie-efficiëntie en een snellere uitrol van HEB, net zoals in het recent aangekondigde "Fit For 55" pakket.

De Europese Commissie stelde in Juli 2021 het "Fit For 55" pakket voor. Dit pakket bevat een groot aantal beleidsvoorstellen en maatregelen. Hierbovenop werden Europese herstelplannen ingevoerd welke ook hun impact op de aanbod en vraag van energie in Europa kunnen hebben. Startend van 'Established Policies' werden in dit scenario de meer ambitieuze klimaatdoelstellingen van het 'Fit For 55' pakket met een impact op de vraag en aanbod van energie geïntegreerd. Het zogenaamde 'MIX' scenario, ontwikkeld door de Europese Commissie als een mogelijk pad om de 'Fit For 55' objectieven te bereiken werd hier als basis aangehouden en verder aangevuld met nationale studies, rapporten en ambities voorafgaand aan de aankondiging van het "Repower Europe" pakket. De concrete goedkeuring en daaropvolgende vertaling van dit pakket in nationale energie- en klimaatplannen is echter nog niet afgerond. Zoals door belanghebbenden voorgesteld in de publieke consultatie van de Task Force Scenarios werden ook meer recent gepubliceerde studies en aankondigingen in rekening gebracht.

REPOWEREU [REEU]

Het ReEU scenario stelt een toekomst voor waarin de sinds de Russische inval in Oekraïne aangekondigde maatregelen realiteit worden, met een focus op uitfasering van fossiel gas ten voordele van een snellere elektrificatie, energie-efficientie, versnelde uitrol van HEB en de productie van groene moleculen.

Sinds de Russische inval in Oekraïne op 24 Februari 2022 en de daaropvolgende wijziging van de geopolitieke situatie in Europa is het energielandschap en zijn toekomststrategieën grondig gewijzigd. Om de mogelijke impact hiervan op het ontwikkelingsplan zo goed mogelijk af te schatten werd door Elia het "ReEU" scenario gecreëerd, bijkomend aan de scenario's volgend uit de 'Task Force Scenario's'. Gelet op de timing van het ontwikkelingsplan werd er noodzakelijkerwijze een stop opgelegd op de verandering van hypothesen begin mei 2022[3]. Dit scenario is tevens het enige in 2030 waar de door de Belgische overheid aangekondigde intentie tot verlenging van de uitbating van 2 GW van het Belgische nucleaire park (Maart 2022) in rekening gebracht werd.

Zoals hierboven vermeld werd de intentie tot verlenging van de uitbating van 2 GW van het Belgische nucleaire park enkel in rekening gebracht in het "REPowerEU" scenario. Ten tijde van deze intentieverklaring waren de scenario's in finalisatie wat het onmogenlijk maakte om dit nog in alle scenario's op te nemen.

Met de toevoeging van het "REPowerEU" scenario is echter de spreiding tussen de verschillende scenario's voldoende groot om robuuste beslissingen te nemen in het kader van dit ontwikkelingsplan.

3 Dit wil zeggen dat op dat moment de finale doelstellingen zoals gecommuniceerd in de finale publicatie van het REPowerEU plan op 18/05/2022 nog niet gekend waren.

NA 2030

ESTABLISHED POLICIES [EP]

Het EP scenario stelt een toekomst voor waarin hoofdzakelijk de nationale energie- en klimaatplannen gepubliceerd tot en met 2020 gevolgd worden, aangevuld met ambities aangekondigd voorafgaand aan de publicatie van het 'Fit For 55' pakket.

Dit scenario volgt de verhaallijn van "National Trends". De verwachte en gekende beleidskeuzes van ieder land zoals voorgesteld in de nationale energie- en klimaatplannen worden hierin gevolgd. Updates van deze plannen werden in dit scenario geïntegreerd voor zover ze dateren van voor de implementatie van de "Fit For 55" objectieven. Een dergelijke aanpak werd ook gebruikt in het kader van Elia's "Adequacy & Flexibility" study welke gepubliceerd werd in Juni 2021 [ELI-1]. Voor België werden de recent aangekondigde hogere targets aan offshore wind in rekening gebracht. Aangezien voor 2035 geen data gekwantificeerd wordt in het kader van TYNDP 2022 werd de data voor dit jaar door Elia op basis van de data voor 2030 en 2040 opgesteld.

GLOBAL IMPORT [GI]

Het GI scenario stelt een toekomst voor waarin minder doorgedreven ambities op het gebied van onder andere elektrificatie en energie-efficiëntie gecompenseerd worden door deel uit te maken van een geglobaliseerde energiemarkt met een focus op Europese invoer van gedecarboniseerde moleculen om zo te voldoen aan de klimaatdoestellingen.

Voor het opstellen van dit scenario wordt gestart van de TYNDP 2022 "Global Ambition" verhaallijn. De focus van dit scenario ligt op gecentraliseerde oplossingen om de energietransitie te faciliteren. Volgend op feedback van de deelnemers aan de Task force scenario's in het kader van Europese zelfvoorziening op het gebied van energie wordt er in dit scenario de nadruk gelegd op het importeren van grote hoeveelheden gedecarboniseerde energie van buiten Europa. Volgend op de TYNDP 2022 "Global Ambition" ligt, in vergelijking met de andere scenario's, de nadruk hier meer op het inzetten van (groene) moleculen dan elektrificatie en zijn verbeteringen op het gebied van energie-efficiëntie in dit scenario minder doorgedreven.

E-PROSUMERS [EPROS]

Het ePros scenario stelt een toekomst voor waarin Europa op meer autonome wijze, door een heel sterke groei van elektrificatie, energie-efficiëntie, flexibiliteit en decentrale energiebronnen, de Europese klimaatdoestellingen behaalt.

Voor het opstellen van dit scenario wordt gestart van de TYNDP 2022 "Distributed Energy" verhaallijn. De focus van dit scenario ligt op het sterk elektrificeren van transport, warmte en industrie en gedecentraliseerde energieoplossingen, gecombineerd met een efficiëntieverhoging van de finale energievraag. Er wordt ook de nadruk gelegd op flexibiliteit aan vraagzijde. Volgend op feedback van de deelnemers aan de Task force scenario's in het kader van Europese zelfvoorziening op het gebied van energie wordt er in dit scenario de nadruk gelegd op het zelfvoorzienender maken van Europa.

LARGE SCALE E-RES [LSERES]

Het LSeRES scenario stelt een toekomst voor die qua energievraag tussen het ePros en GI scenario valt, welke gecombineerd met een geoptimaliseerde lokalisatie van hernieuwbare energiebronnen en het uitbouwen van flexibiliteit tot het halen van de Europese klimaatdoelstellingen leidt.

Dit compleet nieuw scenario tracht wat betreft de vraag een middenweg te vinden tussen het "Global Import" en "e-Prosumers" scenario. Zonder af te wijken van de klimaatdoelen op de lange termijn wordt hier een combinatie gemaakt van gecentraliseerde HEB (hoofdzakelijk offshore) en decentrale oplossingen terwijl de graad van elektrificatie hoger ligt dan het TYNDP "Global Ambition" scenario. De locatie van HEB in Europa werd in dit scenario geoptimaliseerd.

FLEX+ [FLEX]

De FLEX sensitiviteit stelt een toekomst voor waarin bovenop het ePros scenario zeer sterk wordt ingezet op bijkomende flexibiliteit voor alle sectoren in het elektriciteitssysteem in de vorm van opslag en vraagbeheer.

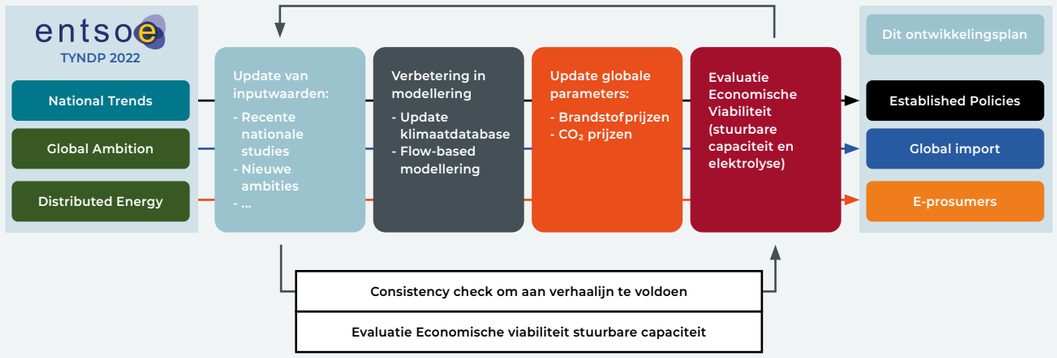
Deze sensitiviteit werd opgesteld startend van het "e-Prosumers" scenario waarna de flexibiliteit van de elektriciteitvraag tot een zeer hoog doch nog steeds haalbaar niveau opgevoerd werd. Zo werd ondermeer het volume van DSM en opslag verhoogd. Bovendien wordt er verondersteld dat een groter deel van de flexibiliteit zich op dynamische wijze in de elektriciteitsmarkt optimaliseert.

2.1.4. VAN VERHAALLIJNEN NAAR SCENARIO'S

Er is voor elke verhaallijn en tijdshorizon waarvoor het van toepassing is een scenario gebouwd en gekwantificeerd. In deze sectie wordt een overzicht gegeven van dit proces.

Voor de periode na 2030:

FIGUUR 2.5: VAN VERHAALLIJNEN NAAR SCENARIO'S: "EP", "GI" EN "EPROS"



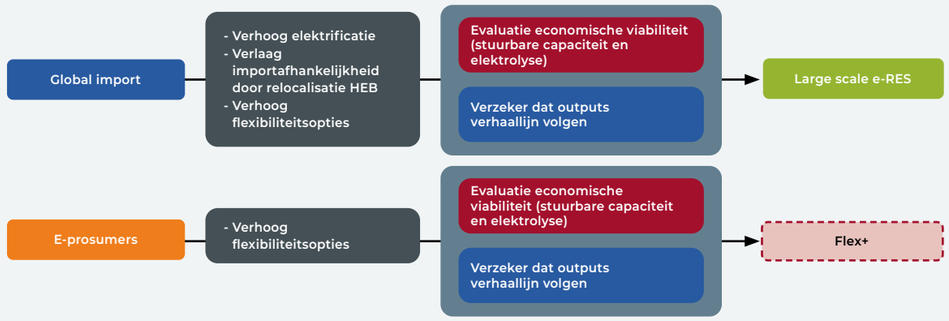
Startend van de drie TYNDP-scenario's worden het "EP", "GI" en "ePros" scenario opgesteld. Deze gaan allemaal door hetzelfde proces:

- Update van input data op basis van recent gepubliceerde studies en nationale doelstellingen
  - Voor het "ePros" scenario is er gekozen om de elektrificatie naar een hoger punt te brengen dan wat voorgesteld werd in het Distributed Energy scenario. Hierbij werd onder andere rekening gehouden met de verschillende nationale studies en werd het meest ge-elektrificeerde scenario als referentie genomen voor de assumpties.
  - Voor het "GI" scenario: In dit scenario is er meer belang voor de inzet van (groene) moleculen en werd dan ook rekening gehouden met de verschillende nationale studies waarbij het minst geëlektrificeerde scenario als referentie genomen werd voor de assumpties.
- Verbeteringen in de marktmodellering (vooruitkijkende klimaatdatabank, flow-based modellering, ...) worden doorgevoerd:
  - Brandstof en CO_2-prijzen (ETS) worden geüpdate op basis van de "World Energy Outlook" 2021 [IEA-2]
  - Een economic viability check wordt uitgevoerd op de stuurbare productie van elektriciteit en op het volume aan elektrolyse. Deze heeft als randvoorwaarde dat elk land binnen zijn betrouwbaarheidsstandaard blijft, ongeacht of er al dan niet een mechanisme is geïmplementeerd om dit te garanderen.
  - Een algemene "consistentie check" wordt uitgevoerd om na te kijken of de resultaten van de simulaties effectief overeenkomen met de verhaallijnen. Zo wordt er bijvoorbeeld nagekeken of de CO_2-emissiedoelstellingen gehaald worden en/of het aandeel aan Hernieuwbare Energie (HEB) in de correcte range ligt.

Voor de scenario's "LSeRES" en "FLEX" worden volgende specifieke stappen uitgevoerd:

- "LSeRES" vormt een middenweg tussen de twee uitersten ("ePros" & "GI") op vlak van finale energievraag. Het scenario is eerder een middenweg is wat betreft de finale consumptie van elektriciteit en (groene) moleculen. De locatie van HEB wordt aangepast in Europa om diens importafhankelijkheid te verkleinen (bijvoorbeeld door locaties te kiezen waar de HEB een grote capaciteitsfactor heeft);
- Voor "FLEX" wordt er van het "ePros" scenario gestart. De flexibiliteitsopties (batterijen, vraagzijdebeheer, ...) worden vervolgens vergroot tot een zeer hoog doch nog steeds haalbaar niveau.

FIGUUR 2.6: VAN VERHAALLIJNEN NAAR SCENARIO'S: "LSERES" EN "FLEX"

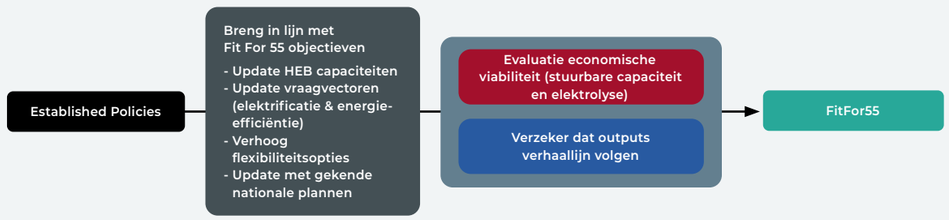


Voor 2030 werden de scenario's "FF55" en "ReEU" bijkomend gekwantificeerd. Voor "FF55" werd gestart van het 2030 National Trends scenario. De reeds bestaande nationale energie en klimaatplannen op basis van de REDII-richtlijn dienden als basis voor dit "National Trends" scenario. Een van de doelen van deze richtlijn is het behalen van een aandeel aan hernieuwbare energie van ten minste 32 % tegen 2030. In Juli 2021 werd een herziening van dit doel voorgesteld door de Europese Commissie tot 38-40 % tegen 2030 [EUC-6]. De originele nationale energie en klimaatplannen halen dit nieuwe doel niet. Om het "National Trends" scenario te laten voldoen aan de "Fit For 55" doelstellingen werden daarom volgende stappen uitgevoerd:

- Recent aangekondigde nieuwe nationale ambities (voorafgaand aan de aankondiging van Repower Europe) worden in rekening gebracht;
- De capaciteiten aan HEB worden verhoogd om de doelstellingen in termen van RES-E aandeel te halen;
- De elektrificatiegraad wordt verhoogd om de vooropgestelde ranges te behalen;
- De absolute hoeveelheid aan flexibiliteitsopties wordt verhoogd om de hogere penetratie aan elektrische verwarming en mobiliteit te weerspiegelen;
- De andere stappen uitgevoerd voor het "EP" scenario worden ook uitgevoerd;
- Tenslotte wordt een algemene check uitgevoerd om te verzekeren dat het scenario voldoet aan de "Fit For 55" doelstellingen op Europees niveau.

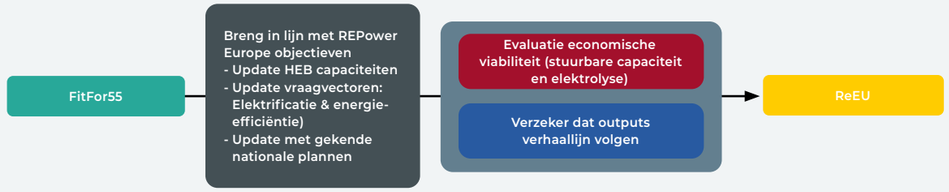
Deze stappen werden schematisch voorgesteld in Figuur 2.7.

FIGUUR 2.7: VAN VERHAALLIJNEN NAAR SCENARIO'S: "FF55"



Het "ReEU" scenario werd opgesteld door middel van een gelijkaardige aanpak, maar dan beginnende van "FF55".

FIGUUR 2.8: VAN VERHAALLIJNEN NAAR SCENARIO'S: "REEU"



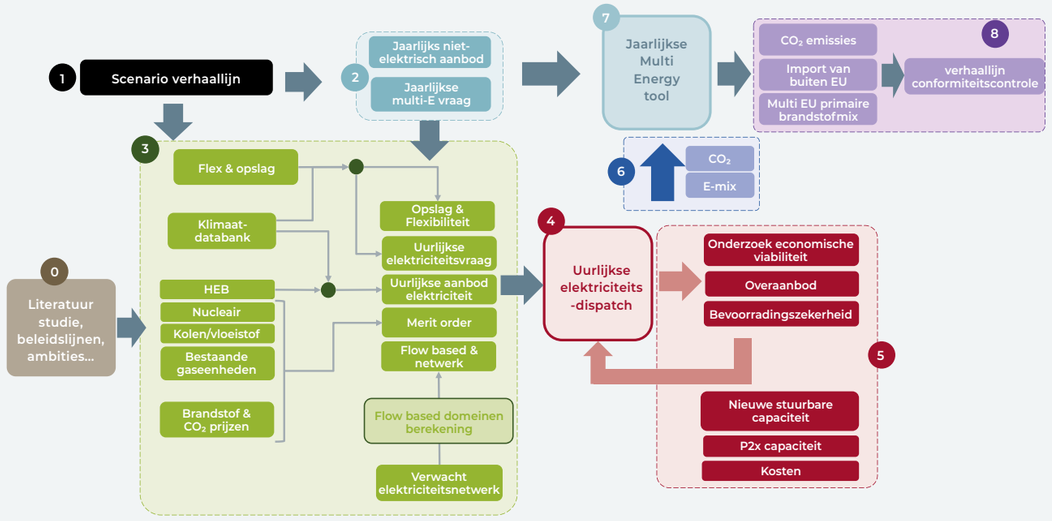
Voor een deel van de aan de scenario's onderliggende data volgt de kwantificatie dus rechtstreeks uit de gekozen trajecten. Voorbeelden hiervan zijn de elektriciteitsvraag en het volume aan offshore wind in België. Hiernaast worden ook de brandstof en CO_2 (ETS) prijzen op voorhand per scenario en tijdshorizon vastgelegd (zie paragraaf 2.1.6.4). Andere elementen, zoals het totaal volume aan stuurbare thermische bronnen, zijn pas na kwantificatie van het scenario gekend.

2.1.5. HET SIMULEREN VAN HET ENERGIESYSTEEM

2.1.5.1. Algemeen proces

Voor het opstellen en simuleren van een scenario zijn verschillende stappen nodig. In Figuur 2.9 wordt een schematisch overzicht gegeven voor elk van deze stappen. Hierna wordt een beknopte beschrijving gegeven van het proces.

FIGUUR 2.9: SCHEMATISCH OVERZICHT VOOR HET OPSTELLEN EN SIMULEREN VAN EEN SCENARIO VOOR HET EUROPEES ENERGIESYSTEEM

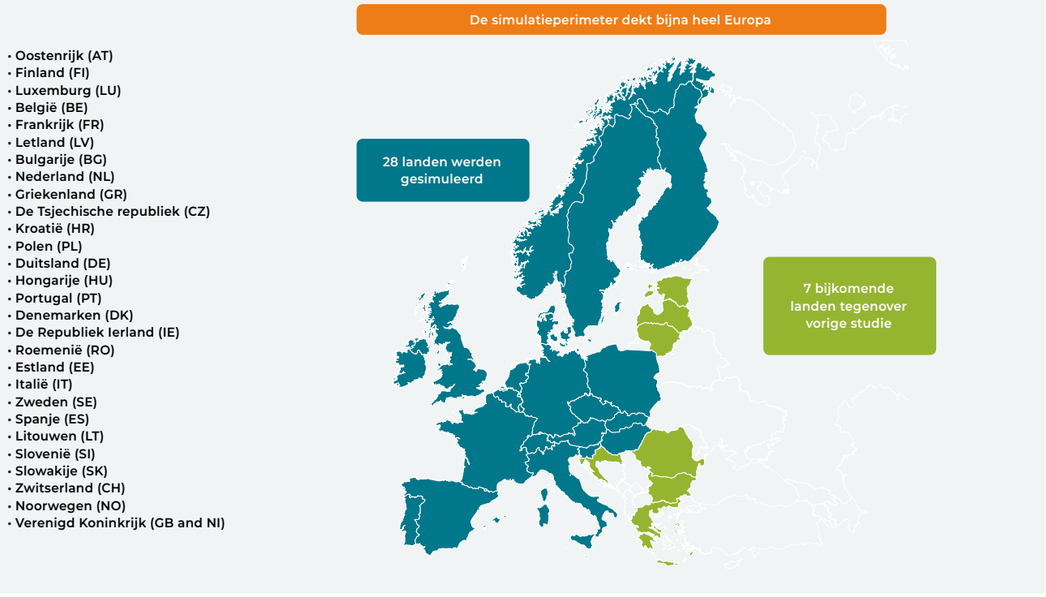


Startend van een verhaallijn (1) worden er jaarlijks multi-energetische vraagvectoren en niet-elektrische aanbodvectoren voor elk land opgesteld (2). Samen met deze inputs wordt een literatuurstudie uitgevoerd om zo een initieel marktmodel (3) op te stellen. Dit marktmodel bevat data over energiebronnen, prijsassumpties en een verwacht elektriciteitsnetwerk. In het kader van dit ontwikkelingsplan werd er een core flow-based approach gebruikt voor dit laatste. Op dit marktmodel worden vervolgens marktsimulaties op uurbasis uitgevoerd (4). Op basis van de resultaten wordt er dan een economic viability loop uitgevoerd (5). Om dit juist te krijgen zijn mogelijk enkele iteraties nodig. De energiemix en CO_2-uitstoot van het elektriciteitssysteem die volgt uit de simulaties na convergentie wordt geëxtraheerd (6) en samen met de eerder gedefinieerde vraag en aanbodvectoren (3) in een jaarlijkse multi-energietool (7) ingevoerd. Op basis van deze tool kunnen dan de totale CO_2-emissies, benodigde invoer van energie van buiten Europa en de primaire energiemix afgeleid worden (8). Deze laatste informatie wordt vervolgens gebruikt om na te kijken of aan de initieel vooropgestelde verhaallijn voldaan werd.

2.1.5.2. Simulatieperimeter[4]

Aangezien België in het hart van het Europese elektriciteitssysteem ligt en gezien zijn hoge graad van interconnectie, is het noodzakelijk om een groot deel van Europa te beschouwen in de analyses. Daarbovenop kan het al dan niet behalen van Europese decarbonisatiedoelstellingen enkel nauwkeurig geschat worden wanneer het Europese systeem in zijn geheel beschouwd wordt. In dit ontwikkelingsplan werden achtentwintig landen gesimuleerd. Zoals getoond in Figuur 2.10 zijn dit:

FIGUUR 2.10: PERIMETER GEBRUIKT VOOR DE SIMULATIES VAN DE ELEKTRICITEITSMARKT IN DIT ONTWIKKELINGSPLAN



Gezien de specifieke marktsituatie met meerdere biedzones (een zone waarbinnen marktdeelnemers de mogelijkheid hebben energie uit te wisselen zonder capaciteitsbeperkingen) in de landen Italië, Denemarken, Noorwegen en Zweden, werden deze landen gemodelleerd aan de hand van meerdere marktnodes. Dit type modellering is conform de huidige definitie van een marktzone en identiek aan de aanpak gebruikt in andere studies door o.a. ENTSO-E.

2.1.5.3. Economisch Dispatch Model

De elektriciteitsmarktsimulator genaamd ANTARES® werd gebruikt voor het uitvoeren van de elektriciteitsmarktsimulaties op uurbasis in dit ontwikkelingsplan. ANTARES® werd ontwikkeld door RTE met het oog op het uitvoeren van simulaties voor economische doeleinden en het inschatten van de bevoorradingszekerheid. ANTARES® berekent de optimale unit commitment[5] en generatiedispatch vanuit een economisch perspectief, dit betekent dus een minimalisatie van de generatiekosten van het systeem, met respect voor de technische karakteristieken van elke generatie-eenheid.

4 De simulatieperimeter (28 gesimuleerde landen) houdt rekening met EU27 behalve Cyprus en Malta en omvat Noorwegen, Verenigd Koninkrijk en Zwitserland.

5 Unit Commitment: wiskundige optimalisatie van de inzet van alle productiemiddelen om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.

2.1.6. SCENARIO KWANTIFICATIE

Volgend op een definitie van verhaallijnen werden de scenario's gekwantificeerd. In onderstaande paragrafen wordt dieper ingegaan op de assumpties gebruikt voor België en Europa in het geheel. Voor enkele landen werden er, gezien hun belang in dit ontwikkelingsplan, extra details toegevoegd aan dit document. Om een ijkpunt te geven voor deze gekwantificeerde cijfers werden ook inschattingen gegeven van de historische waarden van de gekwantificeerde parameters op basis van de laatste aan ons beschikbare informatie. Tot slot wordt er een overzicht gegeven van enkele globale parameters en assumpties welke nodig zijn voor het uitvoeren van de simulaties, zoals veronderstelde brandstof- en CO_2-prijzen.

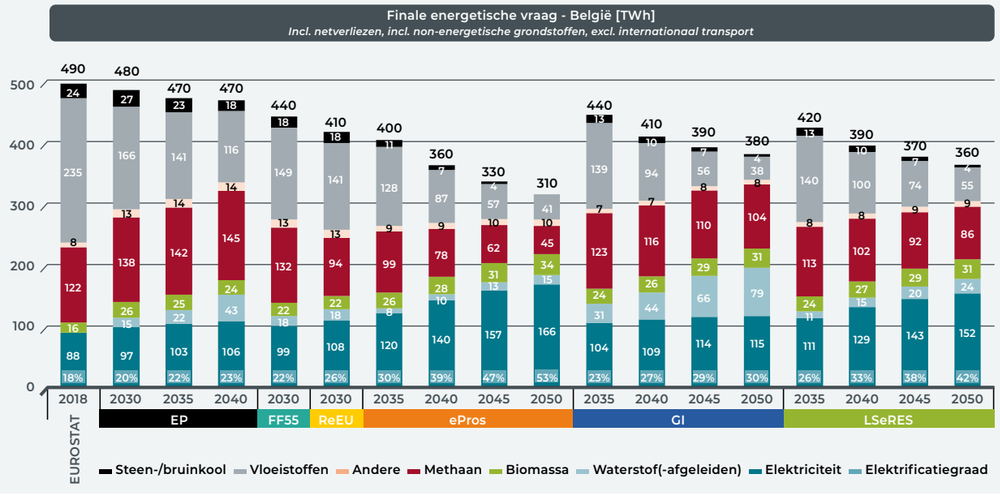
2.1.6.1. Assumpties voor België

Onderstaand worden de belangrijkste hypothesen voor België toegelicht waarop de scenario's van het Federaal Ontwikkelingsplan werden gebaseerd. Per scenario wordt uitleg gegeven bij de aannames rond de vraag naar (elektrische) energie, de geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energie, het thermisch productiepark in België, het gebruik van flexibiliteit (zowel het verschuiven van de consumptie in de tijd als het tijdelijk reduceren van de consumptie) en de opslagmogelijkheden.

FINALE ENERGETISCHE VRAAG

In 2018 waren fossiele brandstoffen in België goed voor bijna 75% van de finale energievraag, terwijl elektriciteit slechts 18% van de vraag dekte, wat licht onder het EU-gemiddelde van 21% ligt. In de langetermijnscenario's is in 2050 de jaarlijkse eindvraag naar energie verminderd met 23% ("GI"), 42% ("LSeRES") en 53% ("ePros") in vergelijking met 2018. In het algemeen bereikt België in deze scenario's een iets lagere elektrificatiegraad dan het EU-gemiddelde (cfr § 2.1.6.2) verklaard door het belangrijk aandeel van moeilijker te elektrificeren industriële sectoren zoals de chemische industrie, ferro industrie en niet-metallische mineralen industrie. Bovendien hebben niet-energetische grondstoffen (feedstock) voor de chemische sector een relatief groot belang in België (18% van de totale finale energievraag ten opzichte van 9% voor EU27). De hier weergegeven waardes zijn exclusief energie voor internationale scheepvaart en luchtvaart. Voor België vertegenwoordigde deze sector 21% van de finale energievraag in 2018.

FIGUUR 2.11: FINALE ENERGETISCHE VRAAG IN BELGIË– INCLUSIEF ELEKTRISCHE NETVERLIEZEN EN NON-ENERGETISCHE GRONDSTOFFEN, EXCLUSIEF INTERNATIONALE SCHEEP- EN LUCHTVAART. METHAAN KAN ZOWEL FOSSIEL, BIO- OF SYNTHETISCH ZIJN, VLOEISTOFFEN KAN FOSSIEL OF BIO ZIJN

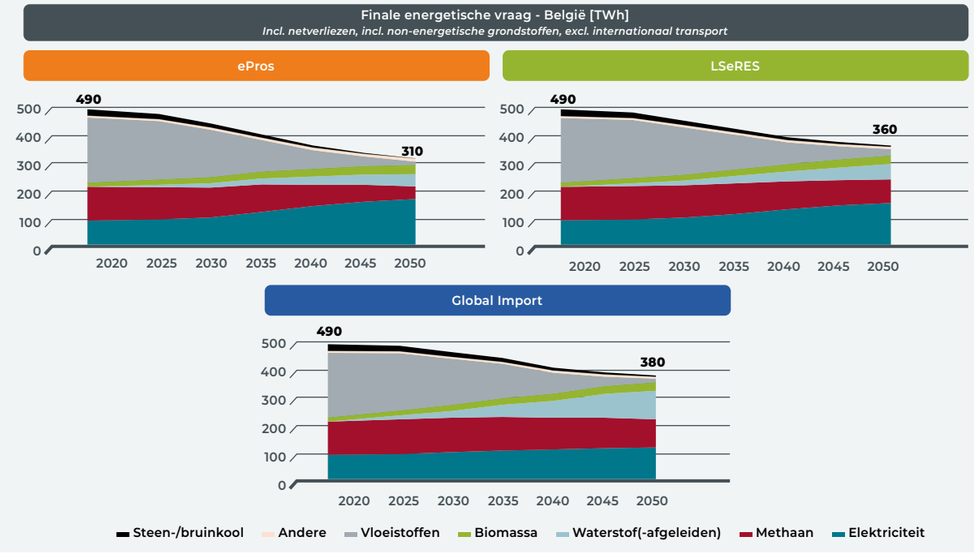


Op vlak van finale energievraag worden voor elk van drie lange termijn scenario's die CO_2-neutraliteit beogen verschillende assumpties genomen met betrekking tot de elektrificatie en energie efficiëntie. Tabel 2.1 geeft een overzicht van de belangrijkste hypothesen voor de drie top-down scenario's van het federaal ontwikkelingsplan met horizon 2050. Figuur 2.12 geeft de resulterende finale energievraag per energievector weer.

TABEL 2.1: OVERZICHT VAN DE BELANGRIJKSTE HYPOTHESEN M.B.T. FINALE ENERGIEVRAAG VOOR DE LANGE TERMIJN SCENARIO'S VAN HET ONTWIKKELINGSPLAN

Scenario	Gebouwen	Transport	Industrie
E-Prosumers	• **Renovaties** op grote schaal, zowel qua intensiteit als snelheid; • **Maximale elektrificatie van verwarming** → 90% marktaandeel voor volledig elektrische warmtepompen;	• **Afnemend gebruik van wegtransport** & verschuiving naar actieve modi (fiets en te voet) & publiek transport; • **Massale elektrificatie van het wegtransport**, ook voor vrachttransport (vrachtwagens) en bussen;	• **Toegenomen energie efficiëntie en circulariteit;** • **Maximale elektrificatie** van lage tot medium temperatuur processen met bestaande technologieën en toepassing van opkomende technologieën voor opwekking van hoge temperatuur warmte;
Large Scale E-RES	• **Medium energie efficiëntie** • **Medium Elektrificatie van verwarming** → 70% marktaandeel voor volledig elektrische warmtepompen;	• Meer **"Business As Usual"** gebruik van transport & modale verschuiving • Volledige **elektrificatie van personenvervoer. Zwaar transport is matig geëlektrificeerd,** met focus op groene moleculen zoals waterstof-afgeleiden;	• **Minder hoge energie efficiëntie en circulariteit;** • **Maximale elektrificatie van lage tot medium temperatuur processen** met bestaande technologieën en toepassing van **groene moleculen voor opwekking van hoge temperatuurs warmte**;
Global Import	• **Minste energie efficiëntie maatregelen** • Grotere focus op **groene moleculen** zoals bio-methaan, waterstof of afgeleiden hiervan en warmtenetten. → 40% marktaandeel voor volledig elektrische warmtepompen.	• Meer **"Business As Usual"** gebruik van transport & modale verschuiving; • **Minder snelle elektrificatie van het personenvervoer. Zwaar transport is matig geëlektrificeerd,** met focus op groene moleculen zoals waterstof-afgeleiden.	• **Minder hoge energie efficiëntie en circulariteit;** • Enkel elektrificatie van lage temperatuur warmte, gebruik van **groene moleculen voor medium en hoge temperatuurs warmte.**

FIGUUR 2.12: FINALE ENERGETISCHE VRAAG IN BELGIË VOOR DE 3 'NET-ZERO' SCENARIO'S– INCLUSIEF ELEKTRISCHE NETVERLIEZEN EN NON-ENERGETISCHE GRONDSTOFFEN, EXCLUSIEF INTERNATIONAL LUCHT- EN SCHEEPVAART. METHAAN KAN ZOWEL FOSSIEL, BIO- OF SYNTHETISCH ZIJN, VLOEISTOFFEN KAN FOSSIEL OF BIO ZIJN



DIRECTE ELEKTRISCHE VRAAG

Voor wat betreft de directe elektrische vraag (exclusief P2X) is in alle scenario's duidelijk een stijging zichtbaar richting 2030 en 2050.

Voor de periode tot 2030 wordt de evolutie in het "EP" scenario gebaseerd op de tool ontwikkeld door Climact genaamd BeCalc. Dit door Climact ontwikkelde instrument wordt jaarlijks geactualiseerd en maakt het mogelijk een feitelijk scenario voor het elektriciteitsverbruik te construeren op basis van transparante aannames over maatschappelijke en technologische ontwikkelingen en open-source modellering. Deze houdt rekening met groeipercentages op basis van de economische projecties van het Federaal Planbureau en met bijkomende elektrificatie op basis van het Nationaal Energie- en Klimaatplan. De laatste projectie die rekening houdt met de meest recente economische prognoses werd gemaakt in september 2021, waarvan de resultaten hieronder worden weergegeven. Voor een volledige beschrijving van de methodologie achter de Climact-projecties wordt verwezen naar de website van Elia [ELI-11].

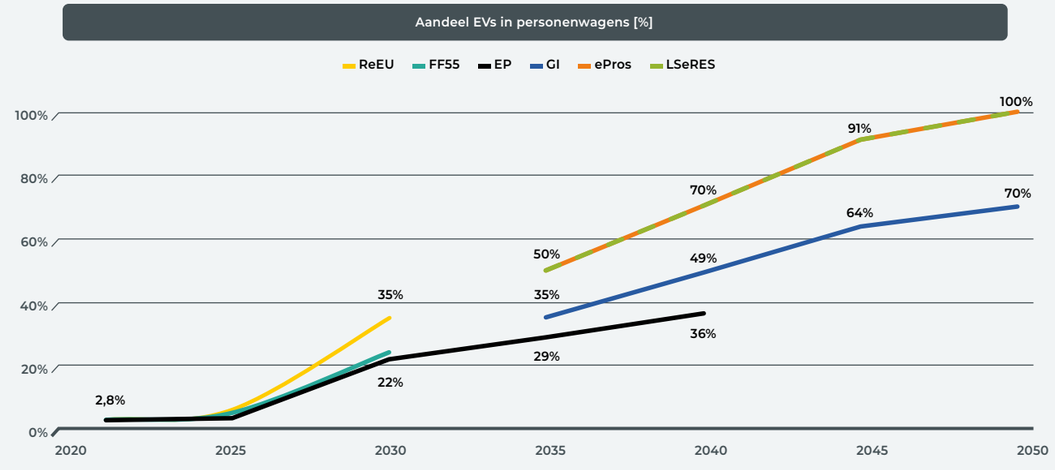
In het "FF55" scenario worden voornamelijk de verhoogde ambities op vlak van hernieuwbare energie voor verwarming, koeling en vervoer, zoals gespecificeerd in de herziene RED II-richtlijn [EUC-7], in rekening gebracht. De stijging van het aantal elektrische wagens en warmtepompen in dit scenario doet de verwachte elektriciteitsvraag met ongeveer 2 TWh toenemen in 2030 (ten opzichte van het "EP"-scenario).

Tenslotte, in het "ReEU"-scenario ligt de nadruk sterk op een uitfasering van aardgas, met een belangrijke shift richting elektrificatie tot gevolg. In deze maatregelen hebben vooral de toegenomen ambitie op vlak van warmtepompen (+2 TWh t.o.v. "EP") en een toegenomen elektrificatie in de industrie (+7 TWh t.o.v "EP") een impact op het totale elektriciteitsverbruik. Tenslotte werden in dit scenario ook de meest recente (tot 01/05/2022) politieke beslissingen geïncorporeerd op vlak van transport zoals de federale kostenaftrek uitsluitend voor nieuwe Zero-Emission bedrijfsauto's vanaf 2026 en de aankondiging van de Vlaamse regering in het kader van de uitfasering van interne verbrandingsmotoren vanaf 2029 [FEB-1]. Het in rekening brengen van deze maatregelen zorgt voor een additionele vraag naar elektriciteit voor transport (+2 TWh t.o.v. "EP").

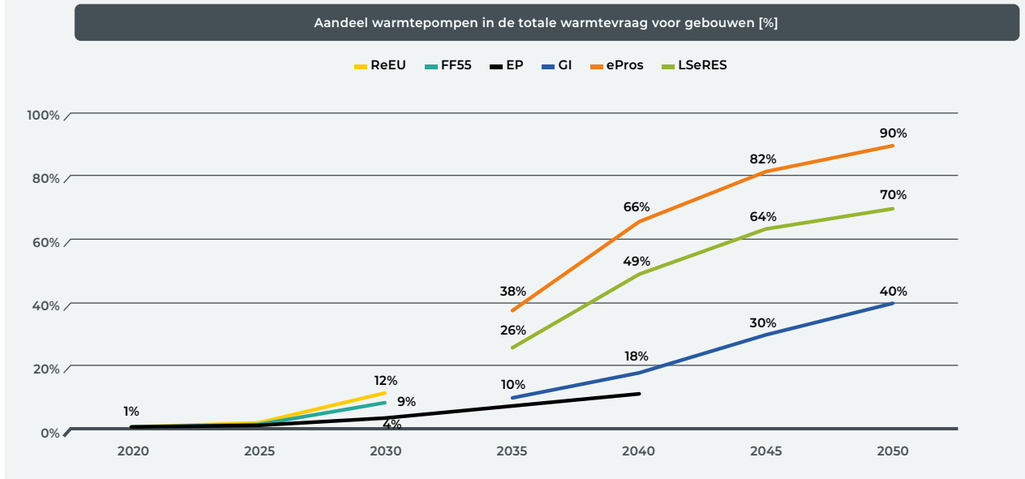
Voor de lange termijn FOP-scenario's (horizon 2050), zien we een verdere stijging met verschillende gradaties afhankelijk van het scenario. Figuur 2.13 en Figuur 2.14 tonen de genomen assumpties wat betreft de verondersteld elektrificatie in personenwagens en voor de verwarming van gebouwen. In zowel "ePros" als "LSeRES" wordt verondersteld dat personenwagens volledig elektrisch zullen zijn in 2050, terwijl dit in "GI" (nog) niet het geval is, met een aandeel van 70%. Voor vrachtwegtransport ligt dit aandeel tussen de 80% ("ePros") en 45% ("GI").

In het "GI" scenario bereiken warmtepompen een verondersteld aandeel van 40%, waarvan de helft hybride. In het scenario met een focus op hoge decentralisatie en hoge elektrificatie, "ePros", ligt de nadruk op grootschalige elektrificatie aan de eindconsumentenzijde in de vorm van elektrische warmtepompen (meestal volledig elektrisch), met een verondersteld aandeel van 90%. In het "LSeRES", wordt verondersteld dat warmtepompen een aandeel van 70% bereiken in 2050, waarvan hybride warmtepompen ook een belangrijk aandeel hebben.

FIGUUR 2.13: AANDEEL ELEKTRISCHE WAGENS IN TOTAAL AANTAL PERSONENWAGENS PER SCENARIO



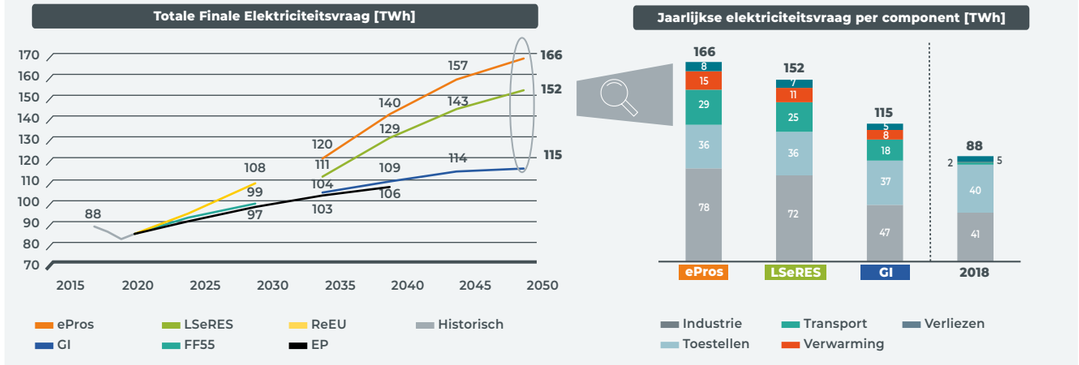
FIGUUR 2.14: AANDEEL WARMTEPOMPEN IN DE TOTALE WARMTEVRAAG VOOR GEBOUWEN [%]



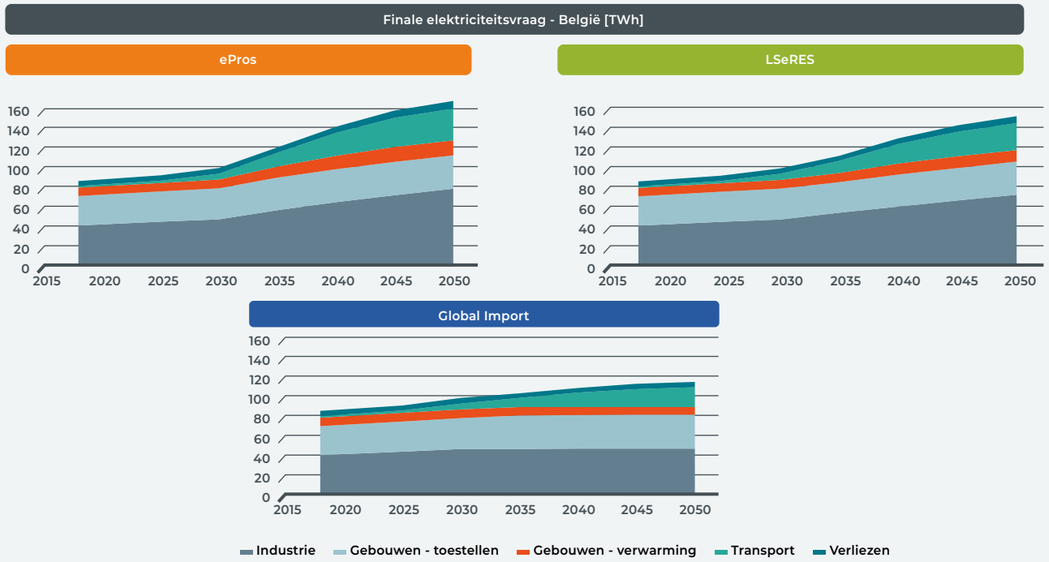
Zoals weergeven in Figuur 2.15 en Figuur 2.16 is het duidelijk dat de elektrificatie van transport één van de belangrijkste drivers is voor de additionele elektriciteitsvraag naar 2050. Verder speelt de elektrificatie van de industrie een zeer belangrijke rol terwijl het verbruik van warmtepompen zelfs in het "ePros" scenario (met een aandeel van 90%) geen grote impact heeft op jaarbasis, gezien de sterk toegenomen energie-efficiëntie (isolatie van gebouwen, ...). Wel is de natuurlijke consumptie van warmtepompen typisch hoog op momenten van mogelijke schaarste en kan daardoor dus wel een uitdaging betekenen.

In deze paragraaf wordt enkel gekeken naar de directe elektrificatie van de vraag, d.w.z. **indirecte elektrificatie** (bijvoorbeeld elektriciteitsverbruik voor het creëren van groene moleculen) **wordt hier buiten beschouwing gelaten en is een output van het simulatieproces op basis van de aannames voor de elektrolysecapaciteit.**

FIGUUR 2.15: EVOLUTIE VAN DE JAARLIJKSE TOTALE ELEKTRICITEITSVRAAG IN BELGIË IN DE FOP SCENARIO'S IN TWH - INCL. NETVERLIEZEN, INCL. ZELFCONSUMPTIE, EXCL. P2X. WAARDEN BETREFFEN ELEKTRISCHE VRAAG GENORMALISEERD OP BASIS VAN HISTORISCH KLIMAAT



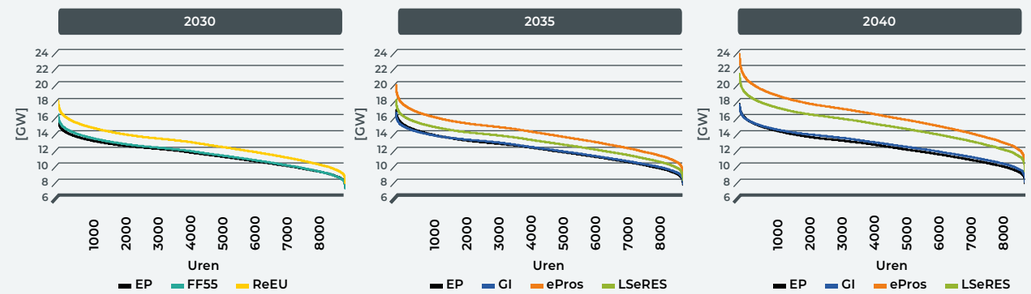
FIGUUR 2.16: EVOLUTIE VAN DE JAARLIJKSE ELEKTRICITEITSVRAAG IN BELGIË IN DE 3 'NET-ZERO' FOP SCENARIO'S IN TWH - INCL. VERLIEZEN, EXCL. P2X EN WAARDEN BETREFFEN ELEKTRISCHE VRAAG GENORMALISEERD OP BASIS VAN HISTORISCH KLIMAAT



De totale elektrische vraag in België (excl. P2X) stijgt van ca. 90 TWh in 2018 naar, afhankelijk van het scenario, 115 TWh ("GI") tot 166 TWh ("ePros"), in 2050. Deze toekomstige stijging van het elektrisch verbruik wordt vooral gedreven door de elektrificatie van de transportsector en het industriële verbruik. In het scenario "ePros", zou het industriële verbruik zelfs verdubbelen t.o.v. 2018.

Figuur 2.17 geeft de resulterende monotone curves weer van de totale Belgische elektriciteitsvraag. Merk op dat hierin het effect van flexibiliteit nog niet verwerkt zit, aangezien dit gedeeltelijk wordt geactiveerd binnen de omstandigheden van de elektriciteitsmarkt op uurbasis.

FIGUUR 2.17: MONOTONE CURVE VAN DE TOTALE ELEKTRICITEITSVRAAG VOOR BELGIË – UITGEMIDDELD OVER ALLE KLIMAATJAREN. EXCLUSIEF FLEXIBILITEIT AAN DE VRAAGZIJDE



HERNIEUWBARE ENERGIEBRONNEN (HEB)

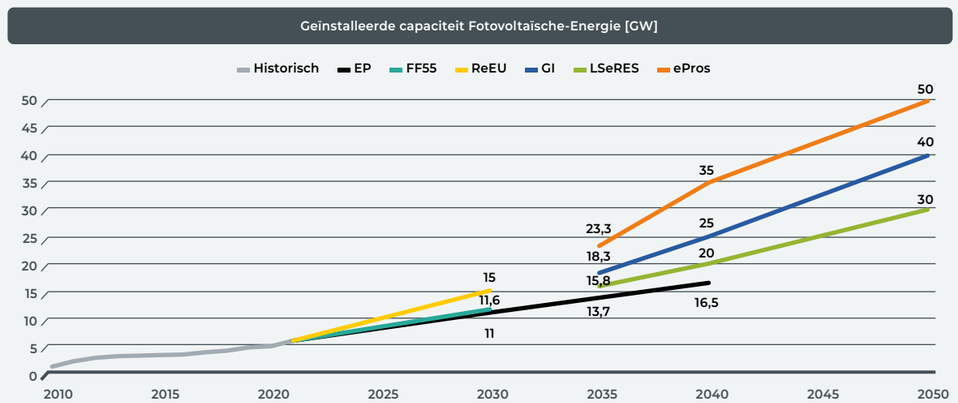
Fotovoltaïsche-Energie

In België zijn de meeste fotovoltaïsche panelen geïnstalleerd op daken (op residentieel en tertiair niveau) en werd eind 2021 een geïnstalleerde capaciteit van 5,8 GW bereikt. Naar verwachting zal PV een sterke groei kennen in het komende decennium, volgend op de verschillende ambities van de Belgische federale en gewestelijke overheden, zoals vertaald in het Nationaal Energie- en Klimaatplan (gepubliceerd in december 2020) [EUC-8], en de Europese autoriteiten met het "Fit For 55"-pakket en het "REPowerEU"-plan, die de door de lidstaten in het NEKP vastgestelde ambitie versnelt. De ontwikkeling van de PV-capaciteit wordt vooral bemoeilijkt door de grote oppervlakte die nodig is voor geografisch gedistribueerde productie en de evacuatie (of opslag) van het teveel aan energie wanneer dit aandeel toeneemt. De evolutie van de PV-capaciteiten in België is gebaseerd op de volgende veronderstellingen:

Voor de periode tot 2030: de belangrijkste veronderstellingen zijn hoofdzakelijk gebaseerd op de doelstellingen die door de Belgische regionale en federale autoriteiten in het Nationaal Energie- en Klimaatplan werden geformuleerd. Het meest ambitieuze scenario, het zogenaamde 'With Additional Measures'-scenario (WAM), voorziet in respectievelijk 8 GW en 11 GW voor 2025 en 2030. Voor 2030 gaat het scenario "FF55" uit van een iets hoger aandeel van zonne-energiecapaciteit met 11,6 GW, zoals geraamd door de Europese Commissie in de "Fit For 55" effectbeoordeling (EC-MIX scenario). Binnen het "REPowerEU" plan en de zogenaamde "EU Solar Strategy" wenst de EC tegen 2025 het geïnstalleerde vermogen aan PV te verdubbelen en tegen 2030 een geïnstalleerd vermogen te bekomen van 600 GW. Op 18/03 keurde de federale regering een energiepakket goed dat onder andere als doel heeft om de komende jaren de uitrol van HEB-capaciteit te versnellen, onder andere door een verlaging van de BTW voor de installatie van zonnepanelen in nieuwe gebouwen en de verplichting van de installatie op daken van federale overheidsgebouwen [BEL-5]. Het in rekening brengen van deze ambities zou leiden tot een geïnstalleerd vermogen van 15 GW voor België in 2030, wat overeenkomt met ongeveer 1,1 GW additionele capaciteit per jaar.

Voor de periode na 2030, is het beschikbare theoretische potentieel voor zonnepanelen op daken ongeveer 103 GWpiek volgens het "BEGRILAB" project van EnergyVille [EGV-1]. Zoals beschreven in deze laatste studie, wordt deze waarde aangehouden als het maximale technische potentieel. Het bereiken van dergelijke hoeveelheden zou grote hoeveelheden lokale opslagcapaciteit en/of lokale netwerkupgrades vereisen om het geproduceerde energieoverschot te evacueren of op te slaan en massale curtailment te vermijden. Volgens de studie van de FOD Volksgezondheid, uitgevoerd door Climact [BEL-6], is het niveau dat gewoonlijk wordt aangehouden voor België tegen 2050 ca. 47 GW (in het meest optimistische scenario). In de publicatie van het Federaal PlanBureau wordt een waarde van 60 GW weerhouden [PLN-1]. Om rekening te houden met potentiële net-gerelateerde problemen die gepaard gaan met dergelijke grote geïnstalleerde capaciteiten, is voor deze studie gekozen voor een maximumwaarde van 50 GW in 2050. De onderstaande grafiek geeft een overzicht van de weerhouden waarden per scenario, waarbij de gevonden marges in externe studies worden aangepast aan de scenario verhaallijnen.

FIGUUR 2.18: GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT AAN FOTOVOLTAÏSCHE PRODUCTIE IN BELGIË VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S [GW]

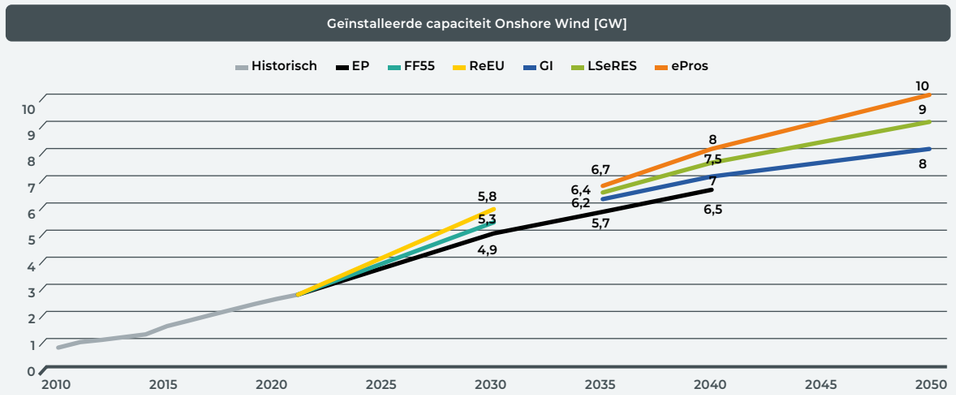


Onshore Wind

Eind 2021 bedroeg de geïnstalleerde capaciteit aan onshore windenergie ongeveer 2,7 GW. De evolutie van de penetratie van onshore windparken op lange termijn zal voornamelijk worden beperkt door de beschikbare ruimte, het grondgebruik en de aanvaarding door het publiek. Bovendien is België één van de Europese landen met de hoogste bevolkingsdichtheid (>370 inwoners per km² voor België tegenover bijvoorbeeld >105 inwoners per km² voor Frankrijk), waardoor de beschikbare ruimte om dergelijke technologie te installeren beperkt is. Op basis van andere externe nationale studies bedraagt de onshore-capaciteit die tegen 2050 zou kunnen worden geïnstalleerd in België tussen de 7 en 11 GW [EGV-2] en theoretisch tot 20 GW [EGV-1].

De onderstaande grafiek geeft een overzicht van weerhouden waarden per scenario, waarbij de gevonden marges in externe studies werden aangepast aan de scenario verhaallijnen.

FIGUUR 2.19: GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT AAN ONSHORE WIND ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN BELGIË VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S [GW]



Offshore Wind

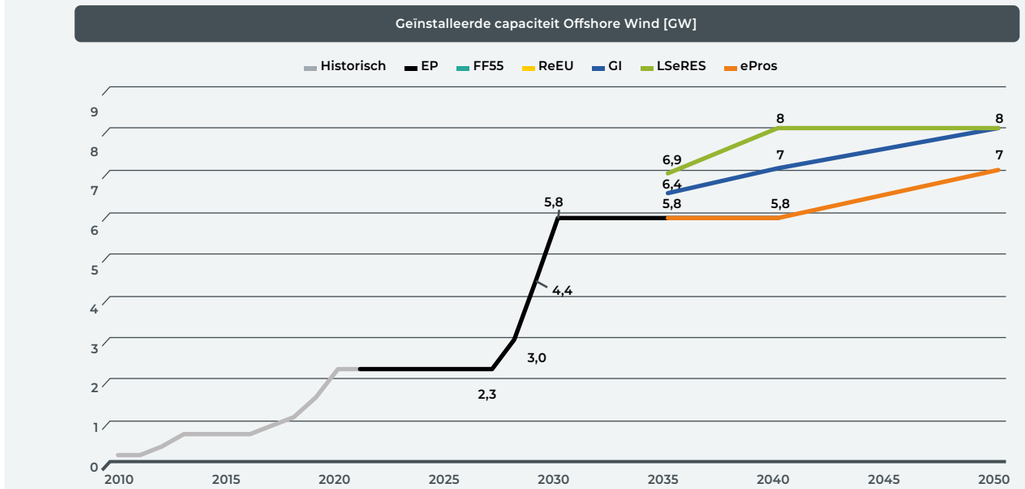
België beschikt sinds 2020 over ongeveer 2,3 GW offshore windcapaciteit. De evolutie van de offshore windcapaciteit in België wordt voornamelijk bepaald door de beschikbare ruimte in de Belgische Exclusieve Economische Zone (EEZ) in de Noordzee, de scheepvaartroutes, de beschermde gebieden en de afstand tot de kust waar windturbines kunnen worden geïnstalleerd.

Tegen 2030 voorziet het federale regeerakkoord in een verdubbeling van de geïnstalleerde offshore capaciteit. De ministerraad heeft onlangs ook de ambitie voor de ontwikkeling van offshore-windmolenparken nog verder verhoogd zoals geïllustreerd in Hoofdstuk 4 – Figuur 4.4: Plaats van de verschillende fasen van offshore ontwikkeling in de Belgische zee. Het uiteindelijke doel is om in totaal 5,8 GW operationeel te hebben in 2030.

Na 2030 is, gezien de beperkte beschikbare ruimte en de reeds voorziene productie van windenergie in de Belgische EEZ, het potentieel aan bijkomende productie beperkt. In eerdere Elia-studies die verder kijken dan 2030, werd aangenomen dat in de Belgische EEZ tot 8 GW aan offshore windcapaciteit zou kunnen worden geïnstalleerd. Dit komt ook overeen met de meest recente ambitie van de federale regering [BEL-5].

De onderstaande grafiek geeft een overzicht van de weerhouden waarden per scenario, waarbij de gevonden marges in externe studies werden aangepast aan de scenario verhaallijnen.

FIGUUR 2.20: GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT AAN OFFSHORE WIND ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN BELGIË VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S [GW]



Andere offshore technologieën

Andere technologieën voor offshore hernieuwbare energiebronnen, zoals drijvende zonnepanelen of getijdenenergie in de onderzoeks- en ontwikkelingsfase, kunnen op Europese schaal een belangrijke rol spelen bij de verhoging van het duurzame potentieel op lange termijn. Dit is ook de ambitie van de EC, die voor 2050 een streefcijfer van 40 GW heeft vastgesteld voor "oceaanenergie". Op basis van de feedback van de publieke consultatie stelden de stakeholders voor om dergelijke nieuwe offshore technologieën voor België in de trajecten op te nemen. De ontwikkeling van dergelijke nieuwe offshore technologieën in België is vandaag vrij beperkt als gevolg van het potentieel/maturiteit van dergelijke technologieën en de beperkte beschikbare ruimte in het land in vergelijking met andere landen. Zeer weinig studies vermelden dergelijke technologieën of mogelijkheden voor België en de trajecten voor de volgende nieuwe offshore technologieën zijn gebaseerd op enkele ranges die in de literatuur gevonden werden. Voor drijvende zonnepanelen en getijdenenergie wordt een maximum van beide 100 MW vanaf 2040 aangehouden voor België[6] .

Biomassa-, afval- en waterkrachtcentrales (excl opslag)

Voor Biomassa-, afval- en riviercentrales werd het Belgische Nationale Energie- en Klimaatplan [NEK-1] gevolgd. Er werd een gecombineerd vermogen van 0,9 GW aan biomassa- en afvalcentrales verondersteld voor 2030. Voor waterkrachtcentrales (excl. opslag) komt dit neer op respectievelijk 0,15 GW. De geïnstalleerde capaciteit werd verder constant gehouden in de scenario's.

6 Merk op dat deze 100MW drijvende zonnepanelen is opgenomen in de capaciteit van Figuur 2.18.

VRAAGFLEXIBILITEIT EN OPSLAG

Afhankelijk van het scenario en de tijdshorizon werden verschillende aannames gemaakt omtrent de hoeveelheid flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. We onderscheiden in de scenario's 2 bronnen aan flexibiliteit: energieopslag en vraagflexibiliteit. Deze werden gecategoriseerd volgens de volgende onderverdeling:

- Opslag bestaat uit:
  1) **Spaarbekkencentrales;**
  2) **Grote schaal batterijen** (>100 kW);
  3) **Kleine schaal/residentiële batterijen** (<100 kW);
  4) Elektrische voertuigen welke opereren in 'Vehicle-to-grid'-modus **(V2G)**, waar (een deel van) de batterij van de wagen als opslagmiddel voor het electriciteitsnetwerk gebruikt kan worden.
- Vraagflexibiliteit bestaat uit:
  1) **Vraagzijdebeheer: afschakeling** van industrie en toestellen;
  2) **Vraagzijdebeheer: vraagverschuiving** van verwarming en koeling;
  3) Geoptimaliseerd laden van mobiliteit - **V1G**.

Elektrische voertuigen maken deel uit van zowel opslag en vraagflexibiliteit via respectievelijk 'vehicle-to-grid' V2G en 'geoptimaliseerd laden' **V1G**.

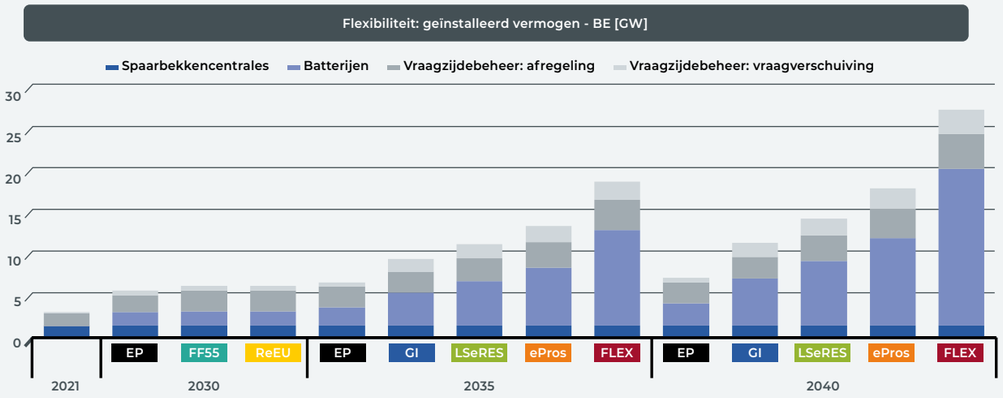
Wat betreft batterijen is het belangrijk op te merken dat de geïnstalleerde capaciteit opgesplitst wordt over de 'in-the-market' en 'out-of-market' categorieën. Waar de eerste categorie ('in the market') geoptimaliseerd wordt in het model, wordt de tweede gemodelleerd door vooraf gedefinieerde profielen op basis van de residuele vraag. De categorie 'in-the-market' batterijen bestaat uit large-scale batterijen en 50% van de V2G capaciteit. 'Out-of-market' batterijen bestaat uit residentiële en kleine schaal batterijen samen met 50% van de V2G capaciteit. Wat betreft het 'Flex +' scenario worden alle batterijen 'in-the-market' beschouwd.

De in België aanwezig verondersteld capaciteit voor elk scenario en tijdshorizon wordt weergegeven in Figuur 2.21.

ELEKTROLYSE

Het volume aan elektrolysecapaciteit werd in dit ontwikkelingsplan gedefiniëerd aan de hand van zijn economische viabiliteit en de gekende plannen van elk land. Het potentieel voor elektrolyse in België is beperkt. Zo werd er voor België volumes tussen de 500 en 800 MW teruggevonden voor 2035. Voor 2040 varieerde de elektrolysecapaciteit, afhankelijk van het scenario, tussen 800 MW en 2 GW. Deze hogere waarden zijn grotendeels te wijten aan de hogere volumes aan HEB in het Europees elektriciteitssysteem in latere jaren.

FIGUUR 2.21: DE IN BELGIË GEÏNSTALLEERD VERONDERSTELDE CAPACITEITEN AAN FLEXIBILITEIT VOOR DE IN DIT PLAN ONDERZOCHTE SCENARIO'S EN TIJDSHORIZONTEN



THERMISCHE CENTRALES

De thermische capaciteit in België is samengesteld uit nucleaire centrales, gascentrales met open cyclus, gascentrales met gecombineerde cyclus, WKK's, biomassacentrales en afvalverbrandingsovens. De laatste twee categorieën werden reeds eerder behandeld in deze paragraaf. De nucleaire capaciteit wordt voor alle scenario's in de tijdshorizonten 2035 en 2040 verondersteld 0 MW te zijn. Voor 2030 worden in het "ReEU" scenario, volgend op de aankondiging van de intentie tot verlenging van de levensduur van de jongste nucleaire centrales in België [BEL-2], Doel 4 en Tihange 3 terug in dienst verondersteld. De capaciteit aan biomassa en afvalverbrandingscentrales wordt constant verondersteld op 0,9 GW.

OVERZICHTSTABEL HYPOTHESES BELGIË

Tabel 2 herneemt de sleutelhypothesen voor België in het geheel van de FOP-scenario's voor de bestaande en gekende toekomstige thermische capaciteit, de hernieuwbare energiebronnen, de opslagfaciliteiten en de evolutie van de totale vraag. De details voor elk van deze zijn te vinden in de voorgaande secties. Zoals beschreven in 2.1.6.4 wordt er verder een economische viabiliteitsanalyse toegepast waarin de adequaatheidscriteria van de landen verzekerd wordt. Dit volume aan bijkomende capaciteit bevindt zich niet in de tabel.

TABEL 2.2: OVERZICHT VAN DE BELANGRIJKSTE HYPOTHESEN VOOR BELGIË VOOR DE VERSCHILLENDE HORIZONTEN, IN FUNCTIE VAN HET SCENARIO. DE TABEL BEVAT HET TOTAAL GEÏNSTALLEERDE VERMOGEN VOOR ELKE SPECIFIEKE TECHNOLOGIE PER SCENARIO EN VOOR ELKE HORIZON. VOOR WAT BETREFT DE CATEGORIE "GAS" IS DIT HET ACTUEEL GEKENDE VOLUME AAN GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT, REKENING HOUDEND MET DE NIEUWE CAPACITEIT NA DE EERSTE CRM-VEILING. DE, PER SCENARIO VERSCHILLENDE, TOEGEVOEGDE CAPACITEIT AAN "THERMISCHE CAPACITEIT" TEN GEVOLGE VAN DE "EVALUATIE ECONOMISCHE VIABILITEIT" WERD NIET WEERGEGEVEN

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Belasting [TWh]		84,2	97,1	98,6	108,2	102,5	103,8	111,3	119,7	106,5	109	129,3	140,4
RES [GW]	Zonne-energie	5,8	11	11,6	15	13,7	18,3	15,8	23,3	16,5	25	20	35
	Wind op land	2,8	4,9	5,3	5,8	5,7	6,2	6,4	6,7	6,5	7	7,5	8
	Wind op zee	2,3	5,8	5,8	5,8	5,8	6,4	6,9	5,8	5,8	7	8	5,8
	Waterkracht (excl. opslag)	0,12	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Thermisch [GW]	Nucleair	5,94	X	X	2,1	X	X	X	X	X	X	X	X
	Gas	4,9	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
	CHP	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
	Biomassa/ afvalverbranding	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Opslag	Spaarbekken [GW]	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	Batterijen & Elektrische voertuigen [GW]	0,1	1,6	1,7	1,7	2,2	3,9	5,3	6,9	2,6	5,6	7,7	10,4
Flexibiliteit	Vraagzijdebeheer afschakeling [GW]	1,6	2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,8	3	2,5	2,6	3,1	3,5
	Vraagzijdebeheer shifting [GWh/dag]	0,1	1,5	1,8	1,8	1,5	4,7	5,1	5,8	1,5	5,1	6	7,5

2.1.6.2. Assumpties voor Europa

Onderstaand worden de belangrijkste hypothesen voor Europa[7] toegelicht. Per scenario wordt een toelichting gegeven bij de aannames rond de vraag naar (elektrische) energie, de geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energie, het thermisch productiepark, het gebruik van flexibiliteit (zowel het verschuiven van de consumptie in de tijd als het tijdelijk reduceren van de consumptie) en de opslagmogelijkheden.

FINALE ENERGETISCHE VRAAG

Voor de periode tot en met 2030, worden 3 verschillende trajecten verondersteld wat betreft de finale energievraag.

Zoals vermeld in sectie 2.1.2 is het "Established Policies" scenario hoofdzakelijk gebaseerd op het scenario "National trends" van het TYNDP 2022. Binnen het TYNDP wordt dit scenario niet volledig doorgerekend op vlak van multi-energie en CO_2-emissies. Om ook dit facet te kunnen behandelen, werd de geraamde jaarlijkse eindvraag voor alle energiedragers behalve elektriciteit overgenomen uit het EU-referentiescenario (2020) [EUC-9]. Gelijkaardig is in het "FF55"-scenario rekening gehouden met de impactanalyse in het "MIX"-scenario van de EC [EUC-10]. Het "ReEU"-scenario tenslotte is opgebouwd startende van het "FF55" scenario en het toepas-

7 Om de vergelijking met andere studies mogelijk te maken (zoals het TYNDP), worden de assumpties getoond voor de EU-27 (behalve Cyprus en Malta). Merk wel op dat landen zoals het Verenigd Koninkrijk (Groot-Brittannië en Noord-Ierland), Noorwegen en Zwitserland ook worden gemodelleerd.

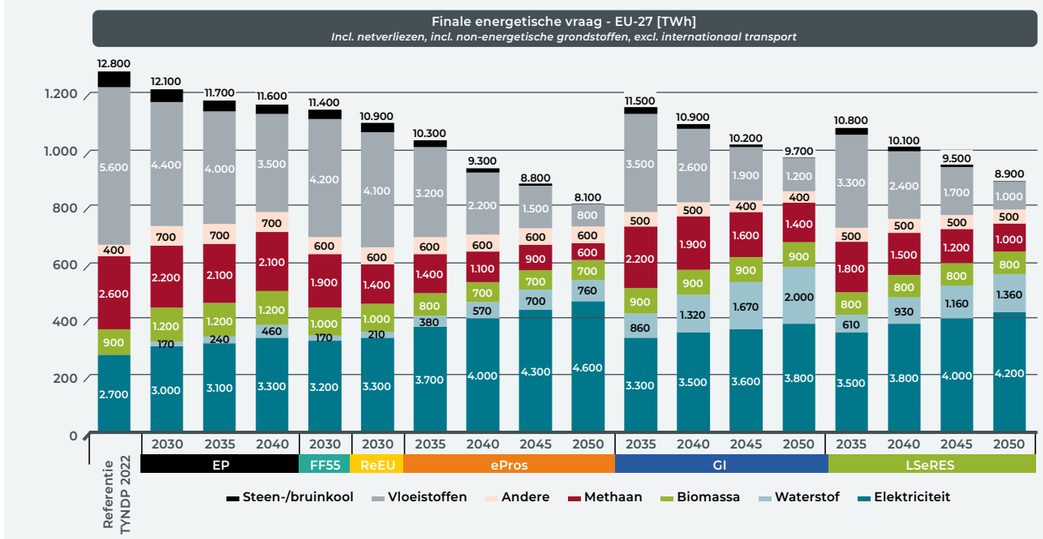
sen van de voorgestelde maatregelen in het REPowerEU plan [EUC-1] en de meest recente nationale publicaties zoals bekend op 01/05/2022 [EUC-11][8].

In deze 3 scenario's is een ontkoppeling tussen groei van het bruto binnenlands product en de finale energievraag zichtbaar, volgende uit de veronderstelde algemene stijging in energie efficiëntie. De additionele verlaging van de finale energievraag in het "FF55" scenario t.o.v. het "EP"-scenario is voornamelijk te verklaren door de verhoogde energie efficiëntie en het sneller afbouwen van fossiele brandstoffen, met name door middel van een versnelling van de elektrificatie in transport en verwarming van gebouwen. Het "ReEU" scenario bereikt de laagste finale energievraag in 2030 door de nog verder doorgedreven elektrificatie van verwarming en algemene verhoogde energie efficiëntie. In alle drie de scenario's stijgt de elektrificatiegraad, respectievelijk van 21 % naar 24 % ("EP"), 28 % ("FF55") en 30 % ("ReEU").

Voor de periode na 2030 worden de drie lange termijn FOP scenario's voorgesteld zoals uitgelegd in §2.1.3 In deze scenario's wordt de daling van het finaal energieverbruik verdergezet. Het dient vermeld te worden dat deze scenario's zoals eerder vermeld opgebouwd zijn op basis van de TYNDP 2022 scenario's. Om de robuustheid van deze studie te vergroten is ervoor gekozen om de reikwijdte van de scenario's ten opzichte van deze in het TYNDP 2022 te vergroten. Over het algemeen wordt in het "ePros" scenario de hoogste elektrificatie verondersteld, terwijl in het "GI" scenario de nadruk meer komt te liggen op het inzetten van groene moleculen zoals bio-methaan, waterstof en synthetische brandstoffen. Het LSeRES scenario situeert zich tenslotte tusssen deze twee scenario's wat betreft finale energetische vraag.

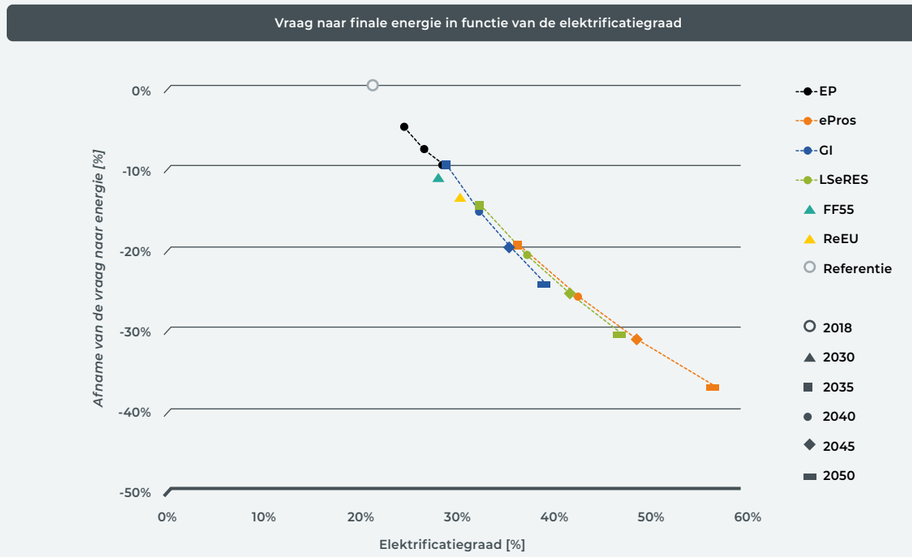
Uiteindelijk is de finale energievraag in 2050 gereduceerd met 37% in het "ePros" scenario, 31% in "LSeRES" en 24% in "GI" t.o.v. het referentiejaar. De elektrificatie stijgt tot 39% ("GI"), 47% ("LSeRES") en 57% ("ePros"). Figuur 2.23 toont aan dat de scenario's met de hoogste elektrificatie ook de laagste finale energievraag bereiken.

FIGUUR 2.22: FINALE ENERGETISCHE VRAAG IN EU-27– INCLUSIEF NETVERLIEZEN EN NON-ENERGETISCHE GRONDSTOFFEN, INCLUSIEF INTERNATIONALE SCHEEPVAART. METHAAN EN VLOEISTOFFEN KUNNEN ZOWEL FOSSIEL, BIO- OF SYNTHETISCH ZIJN. REFERENTIEJAAR IS 2015 VOOR INDUSTRIE & TRANSPORT EN 2018 VOOR GEBOUWEN



8 En dus vóór de finale publicatie van de Repower Europe strategie op 18/05/2022.

FIGUUR 2.23: FINALE ENERGIEVRAAG INCLUSIEF NIET-ENERGETISCHE GRONDSTOFFEN (UITGEDRUKT ALS REDUCTIE T.O.V. HET REFERENTIEJAAR) GEBRUIKT IN TYNDP 2022 (2015 VOOR INDUSTRIE & TRANSPORT EN 2018 VOOR GEBOUWEN) IN FUNCTIE VAN DE ELEKTRIFICATIEGRAAD PER SCENARIO



DIRECTE ELEKTRISCHE VRAAG

Zoals eerder vermeld is er in alle scenario's sprake van een (sterke) toename van de vraag naar elektriciteit, waarbij het "EP"-scenario tegen 2040 een meer gematigde toename ziet. In de "FF55" en "ReEU" scenario's wordt de hogere elektriciteitsvraag voornamelijk gekenmerkt door een verdere elektrificatie van transport, verwarming in gebouwen en industrie ten koste van fossiele brandstoffen zoals olie (en derivaten) en aardgas. Voornamelijk in het "ReEU" scenario is er een nog sterker uitgesproken verschuiving van methaan naar elektriciteit, waarbij onder andere de ambitie om de verkoop van het aantal warmtepompen te verdubbelen tegen 2030 een aanzienlijke impact heeft.

De belangrijkste drijvende kracht achter de groei van de vraag naar elektriciteit is de **transportsector**. Olie (derivaten) waren in 2018 verantwoordelijk voor 96% van het totaal finaal energieverbruik in de transportsector. In de 'net-zero' FOP-scenario's stijgt het aandeel van elektrische aandrijving in personenwagens naar 90% ("ePros") en 75% ("GI"), en voor het zwaar transport naar 50% ("ePros") en 15% ("GI"). Deze elektrificatie zorgt voor een stijging van 9 à 12 keer de elektrische finale vraag voor transport in 2050 t.o.v. vandaag.

Verder wordt er een sterke elektrificatie verondersteld in de **industrie**, voornamelijk in het "ePros"-scenario. Aangenomen wordt dat het grootste deel van de laagtemperatuurwarmte wordt geëlektrificeerd met behulp van reeds bestaande technologieën. Dit omvat bijvoorbeeld (industriële) warmtepompen. Naast lage-temperatuurwarmte wordt ook verondersteld dat directe elektrificatie een belangrijke rol speelt bij de levering van middelhoge- en hoge-temperatuurwarmte.

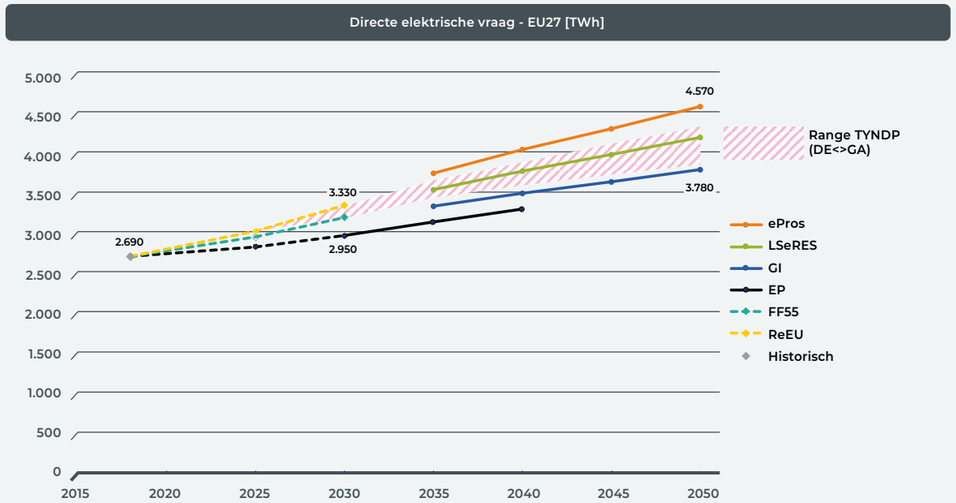
Industriële warmtepompen, magnetrons, infraroodverwarming, inductie- en weerstandsverwarming in de metaalsector, elektrische ketels en kraakinstallaties in de chemische sector, elektrische vlamboogovens in de staalindustrie en elektrische ovens in de cementindustrie worden alle geacht commercieel beschikbaar te zijn en richting 2050 op grote schaal te worden geïmplementeerd. Zij maken een verschuiving mogelijk weg van vloeibare fossiele brandstoffen en methaan. Voor de moeilijkst te elektrificeren processen, zoals hoge temperatuurwarmte, is een rol weggelegd voor groene moleculen en biomassa in de sectoren waar deze gemakkelijk beschikbaar zijn (zoals de papier-, hout- en voedings- en drankenindustrie).

In het "GI"-scenario ligt de nadruk meer op het afbouwen van het gebruik van bestaande fossiele brandstoffen d.m.v. groene alternatieven zoals het vervangen van methaan door bio en/of synthetisch methaan, liquide fossiele brandstoffen door bio- en synthetische vloeistoffen en door een bredere uitrol van waterstof als bron van industriële proceswarmte. Er is ook een gematigde stijging van de elektrificatie, voornamelijk door het inzetten van elektrische warmte in het segment van de lage temperatuur verwarming.

Het “LSeRES” scenario vindt opnieuw de middenweg tussen elektrificatie en groene moleculen, in die zin dat in dit scenario de elektrificatie meer uitgesproken is in het mediumtemperatuurs-segment.

Tenslotte zien de drie scenario’s ook een toegenomen elektrificatie van het **gebouwenpark**, met name door een sterke shift van ruimte- en waterverwarming naar warmtepompen, waarbij deze opnieuw het sterkst is in het “ePros” scenario tov. Het “GI” en “LSeRES” scenario. Door de hoge efficiëntie zorgt dit echter maar voor een beperkte stijging van de consumptie op jaarbasis, terwijl de consumptie voor huishoudelijke toestellen, verlichting etc. relatief vlak wordt verondersteld.

FIGUUR 2.24: DIRECTE ELEKTRISCHE VRAAG VOOR EU27 IN TWH – INCL. ELEKTRISCHE NETVERLIEZEN, EXCL. P2X. WAARDEN BETREFFEN ELEKTRISCHE VRAAG GENORMALISEERD OP BASIS VAN HISTORISCH KLIMAAT



HERNIEUWBARE ENERGIEBRONNEN (HEB)

Voor de periode tot 2030 nemen de 3 scenario’s verschillende ambities in rekening wat betreft de uitrol van HEB. De tijdslijnen voor de data collectie van deze scenario’s worden visueel weergegeven in Figuur 2.1.

Voor de termijn na 2030 tot 2050 worden de HEB-trajecten gekwantificeerd in functie van de verhaallijnen:

- Het “e-Pros” scenario wordt gekenmerkt door een sterke decentralisatie, en hoge mate van elektrificatie (elektrische voertuigen, warmtepompen …). Deze hoge elektriciteitsvraag zal voornamelijk decentraal worden ingevuld. Zo zijn prosumenten in dit scenario essentieel in de energie transitie, met een hoog aandeel PV op daken. Aangezien de ontwikkeling van onshore wind vaak lokaal en/of gemeentelijk aangedreven is, wordt ook voor deze technologie de hoogste ambitie weerhouden. Voor PV en onshore wind komt dit scenario dan ook overeen met de hogere waardes die werden gevonden in de verschillende Europese en nationale studies en politieke ambities. Offshore wind, zijnde een meer gecentraliseerde vorm van HEB, wordt in dit scenario vereenzelvigd met de lagere ambities in Europese en nationale studies en ambities.
- Het “GI” scenario wordt gekenmerkt door een hoge mate van centralisatie, en lagere mate van elektrificatie. Aangezien eindconsumenten vaak een lagere elektrificatie hebben, hebben deze ook minder belang in bijvoorbeeld de installatie van PV op daken. Ook wordt hier verondersteld dat publieke acceptatie zorgt voor een verlaagde impuls vanuit lokale overheden en bedrijven wat betreft het installeren van onshore wind. Voor PV en onshore wind komt dit scenario dan ook overeen met de lagere waardes die werden gevonden in de verschillende Europese en nationale studies en politieke ambities. In dit scenario is er een aanzienlijk aandeel aan gecentraliseerde oplossingen zoals offshore wind, onder andere om het probleem van sociale acceptatie tegen te gaan.
- In het “LSeRES” scenario hangt de mate van (de-)centralisatie af van de karakteristieken van de verschillende landen. Voor PV wordt wat betreft de totale geïnstalleerde capaciteit een waarde tussen het “ePros” en “GI”-scenario verondersteld. Echter zal het geïnstalleerd vermogen hoger liggen in landen met een hogere capaciteitsfactor, voornamelijk in het zuiden van Europa. Voor offshore wind wordt in dit scenario de hoogste geïnstalleerde capaciteit verondersteld, die door zijn gunstige capaciteitsfactor voornamelijk in de Noordzee en Baltische zee wordt geïnstalleerd. Voor onshore wind wordt tenslotte een totale geïnstalleerde capaciteit tussen het “ePros” en “GI” scenario verondersteld, opnieuw zal deze voornamelijk in regio’s met hoge windsnelheden en dus gunstige capaciteitsfactor worden verondersteld.

SCENARIO	PV	ONSHORE WIND	OFFSHORE WIND
e-Prosumers	Hoog	Hoog	Laag
Global Import	Laag	Laag	Medium
Large Scale e-RES	Medium + geoptimaliseerd (hoog in Zuid-EU, laag in Noord-EU)	Medium	Hoog + geoptimaliseerd (laag in Zuid-EU, hoog in Noord-EU)

Fotovoltaïsche energie

Europa kende een eerste golf aan massale PV-installaties in de jaren 2008-2013 (evolutie van 10 GW naar ca. 80 GW) waarna het jaarlijks aantal installaties sterk terugviel tot 2018. In de meest recente jaren werd er opnieuw een sterke stijging opgetekend met in 2019 en 2020 een netto capaciteitsverhoging van respectievelijk 16 GW en 19 GW. In 2021 werd een record van 26 GW netto capaciteit toegevoegd, wat het totaal geïnstalleerd PV-vermogen op 165 GW brengt in 2021.

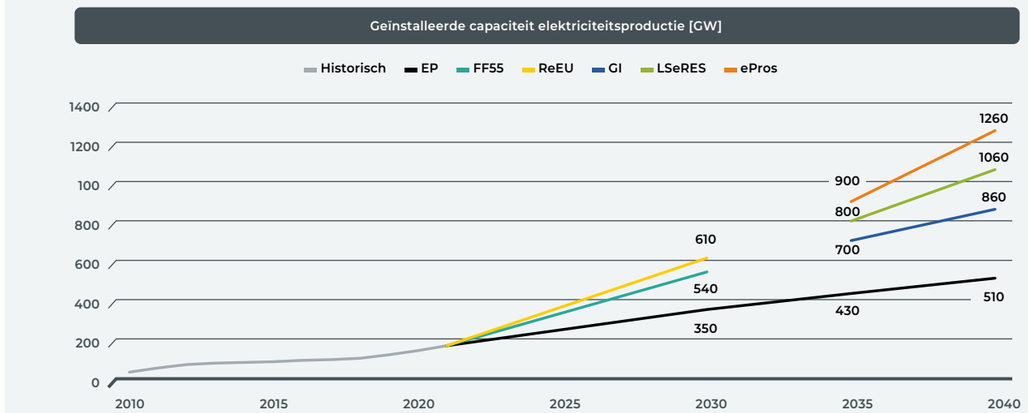
Voor de periode tot 2030, worden 3 scenario’s verondersteld:

- In het “EP” scenario wordt voor 2030 een geïnstalleerde capaciteit bereikt van ca. 350 GW, wat neerkomt op een groei van ongeveer 18 GW per jaar, iets lager dan het gemiddelde in de periode 2019-2021. Dit groeiritme wordt doorgetrokken richting 2035 en 2040.
- In het “FF55” scenario leiden de verhoogde ambities (van zowel de EC als enkele lidstaten) tot een geïnstalleerd vermogen van ca. 540 GW in 2030, wat overeenkomt met een jaarlijkse aangroei van 41 GW, sterk boven de groei-evoluties gezien in de laatste jaren.
- Tenslotte geeft het “ReEU” scenario een geïnstalleerd vermogen aan PV in 2030 van ca. 610 GW, wat neerkomt op een jaarlijkse aangroei van bijna 50 GW, ongeveer een verdubbeling ten opzichte van de aangroei in 2021. Deze aanname ligt ongeveer in lijn met het REPowerEU plan en de zogenaamde “EU Solar Strategy” waarin de EC tegen 2030 een geïnstalleerd vermogen wenst te bekomen van 600 GW.

Voor de periode na 2030:

- De sterkste groei wordt verondersteld in het “ePros” scenario (gemiddeld 58 GW/jaar in de periode 2021-2040), met een totaal geïnstalleerd vermogen van ca. 1260 GW in 2040.
- Het “LSeRES” scenario bereikt een geïnstalleerd vermogen van ca. 1060 GW in 2040, wat overeenkomt met een aangroei van ongeveer 47 GW per jaar over de periode 2021-2040. Dit is ongeveer hetzelfde groeitempo zoals verondersteld in het “ReEU” scenario.
- In het “GI” scenario wordt het laagste geïnstalleerd vermogen verondersteld, 860 GW in 2040 (gemiddelde aangroei van 36 GW per jaar).

FIGUUR 2.25: TRAJECTEN VOOR HET GEÏNSTALLEERD VERMOGEN AAN FOTOVOLTAÏSCHE CAPACITEIT IN EU-27 [GW]



Onshore wind

De ontwikkeling van onshore wind in Europa wordt gekenmerkt door een vrij lineaire groei. In de periode 2009-2017 steeg de netto-capaciteit gemiddeld met ongeveer 9 GW per jaar. In recente jaren werd dit groeiritme echter niet meer gehaald en bleef deze steken op 6,6 GW (2018), 8,5 GW (2019) en 7,7 GW (2020). In 2021 werd ongeveer 10 GW toegevoegd, wat het totaal op 165 GW brengt. Dit was iets hoger dan voorgaande jaren, echter is dit nog steeds ver onder de doelstelling die ervoor zou zorgen dat Europa op koers te ligt om haar 2030 klimaat- en energiedoelstellingen te halen [WEU-1].

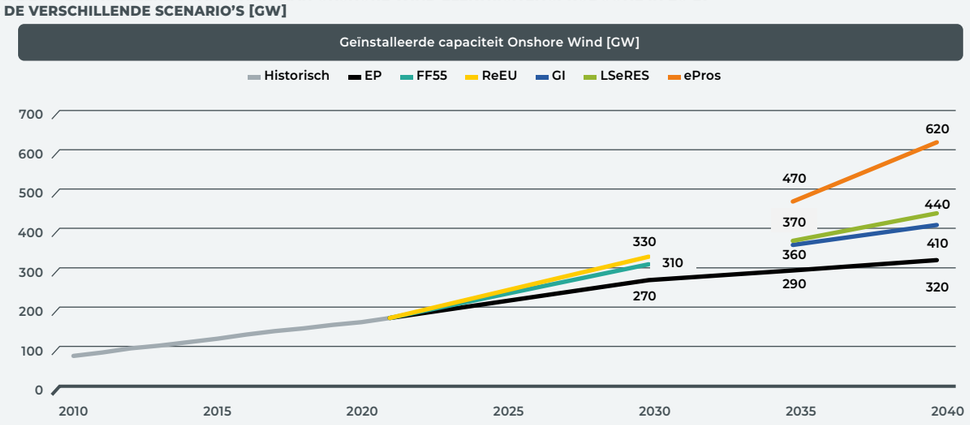
Voor de periode tot 2030:

- In het "EP" scenario wordt in 2030 een geïnstalleerde capaciteit bereikt van ca. 270 GW, wat neerkomt op een groei van ongeveer 8 GW per jaar, overeenkomend met het installatieritme in de periode 2018-2021.
- In het "FF55" scenario leiden de verhoogde ambities (van zowel de EC als enkele lidstaten) tot een geïnstalleerd vermogen van ca. 310 GW in 2030, wat overeenkomt met een jaarlijkse aangroei van 15 GW, sterk boven de evoluties gezien in de laatste jaren.
- Tenslotte geeft het "ReEU" scenario een licht hoger geïnstalleerd vermogen aan onshore wind in 2030 van ca. 330 GW, wat neerkomt op een jaarlijkse aangroei van ongeveer 17 GW; bijna een verdubbeling ten opzichte van de aangroei in 2021.

Voor de periode na 2030:

- De sterkste groei wordt verondersteld in het "ePros" scenario (gemiddeld 24 GW/jaar in de periode 2021-2040), met een totaal geïnstalleerd vermogen van 622 GW in 2040.
- Het "LSeRES" scenario bereikt een geïnstalleerd vermogen van 437 GW in 2040 (gemiddelde groei van 14 GW/ jaar).
- In het "GI" scenario wordt een licht lager geïnstalleerd vermogen verondersteld van 410 GW in 2040 (gemiddelde groei van 12 GW/ jaar).

FIGUUR 2.26: GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT AAN ONSHORE WIND ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN EU-27 VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S [GW]



Offshore Wind

Offshore wind is een relatief jonge bron van hernieuwbare energie met een heel groot potentieel voor Europa. Aangezien het jaarlijkse geïnstalleerd vermogen afhangt van een klein aantal grote projecten, is de aangroei vrij variabel. De geïnstalleerde capaciteit bereikte pas in 2009 een vermogen van 1 GW, waarna de jaarlijkse toevoegingen gestaag toenamen. Sinds 2015 werd gemiddeld iets minder dan 2 GW toegevoegd per jaar. In totaal is er in 2021 een geïnstalleerde capaciteit van iets meer dan 15 GW offshore wind in de EU-27. De "EU Offshore Renewable Energy Strategy" [EUC-12] heeft als doel het bekomen van 60 GW in 2030 en 300 GW in 2050.

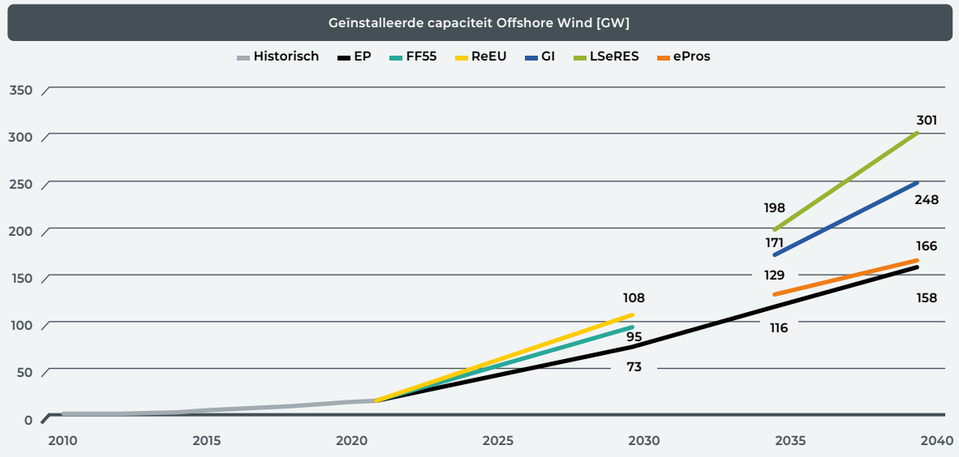
Voor de periode tot 2030:

- In het "EP" scenario wordt voor 2030 een geïnstalleerde capaciteit bereikt van 73 GW, wat neerkomt op een aangroei van ongeveer 7,5 GW per jaar, meer dan een verdrievoudiging in vergelijking met de afgelopen jaren. Hiermee zou met de huidige politieke klimaatplannen reeds het doel van 60 GW van de Europese Commissie bereikt zijn.
- In het "FF55" scenario leiden de verhoogde ambities (van zowel de EC als enkele lidstaten) tot een geïnstalleerd vermogen van 95 GW in 2030, wat overeenkomt met een jaarlijkse aangroei van 9 GW, meer dan een verviervoudiging in vergelijking met de afgelopen jaren.
- Tenslotte geeft het "ReEU" scenario een geïnstalleerd vermogen in 2030 van 108 GW, wat neerkomt op een jaarlijkse aangroei van ongeveer 10 GW, een vervijfvoudiging ten opzichte van de aangroei in de meest recente jaren. In dit scenario worden onder andere de laatste ambities zoals uitgesproken in het zogenaamde Esbjerg-pact verwerkt [DEN-1].

Voor de periode na 2030:

- De sterkste groei wordt verondersteld in het "LSeRES"-scenario (gemiddeld 15 GW/jaar in de periode 2021-2040), met een totaal geïnstalleerd vermogen van 301 GW in 2040. Hiermee zou de ambitie van de EC voor 2050 reeds in 2040 bereikt zijn.
- Het "GI"-scenario bereikt een geïnstalleerd vermogen van 248 GW in 2040 (gemiddelde groei van 12 GW/ jaar).
- In het "ePros"-scenario wordt de laagste uitrol van offshore wind verondersteld, met een geïnstalleerd vermogen van 166 GW in 2040 (gemiddelde groei van 8 GW/ jaar).

FIGUUR 2.27: GEÏNSTALLEERDE CAPACITEIT AAN OFFSHORE WIND ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN EU-27 VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S [GW]



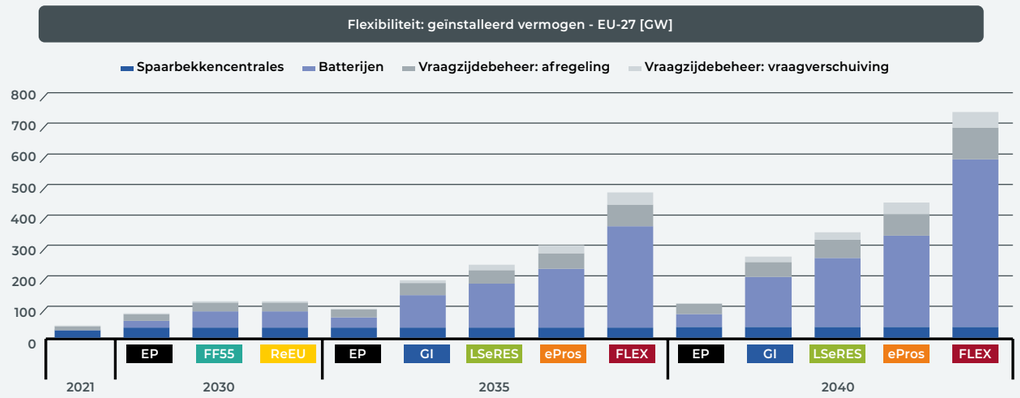
ANDERE OFFSHORE TECHNOLOGIEËN

Technologieën zoals drijvende zonnepanelen of getijdenenergie in de onderzoeks- en ontwikkelingsfase, kunnen op Europese schaal een belangrijke rol spelen bij de verhoging van het duurzame potentieel op lange termijn. Dit vormt dan ook een ambitie van de EC, die voor 2050 een streefcijfer van 40 GW heeft vastgesteld voor "oceaanenergie" [EUC-12]. Er werd gekozen om in dit ontwikkelingsplan zowel in 2035 als in 2040 voor het scenario "LSeRES" getijde-energie en drijvende zonnepanelen in rekening te brengen. Voor drijvende zonnepanelen is deze capaciteit reeds geïntegreerd in de assumpties voor fotovoltaïsche energie. Wat betreft getijde-energie komt dit in 2035 neer op een capaciteit van 4 GW voor EU-27. In 2040 werd er uitgegaan van een capaciteit van 6 GW.

VRAAGFLEXIBILITEIT EN OPSLAG

De hoeveelheden aan in Europa geïnstalleerd vermogen voor vraagflexibiliteit en opslag, voor elke categorie, scenario en tijdshorizon wordt weergegeven in Figuur 2.28. De figuur toont de hoeveelheid geïnstalleerd vermogen voor zowel vraagzijdebeheer - afschakeling, vraagzijdebeheer - verschuiving, batterijen 'in the market', batterijen 'out-of-market' en spaarbekkencentrales.

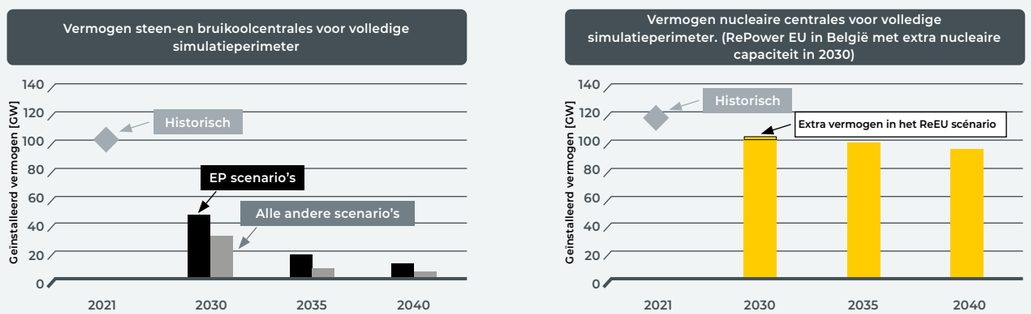
FIGUUR 2.28: DE IN EUROPA (EU27) GEÏNSTALLEERD VERONDERSTELDE CAPACITEITEN AAN FLEXIBILITEIT VOOR DE IN DIT PLAN ONDERZOCHTE SCENARIO'S EN TIJDSHORIZONTEN



NUCLEAIRE CENTRALES, STEENKOOLCENTRALES EN BRUINKOOLCENTRALES IN EUROPA

Europa gaat momenteel door belangrijke wijzigingen op het gebied van beschikbare thermische capaciteit. Verscheidene Europese landen plannen om hun steen- en bruinkoolcentrales uit te faseren. Ook hier werd rekening gehouden met het moment van aankondiging (zie data freezes in 2.1.1.3) om nieuwe ontwikkelingen al dan niet mee te nemen in de scenarios. Zo werd het coalitieakkoord van de nieuwe Duitse regering [GER-1] en de daarin beschreven versnelde kooluitfasering niet meegenomen in het "EP" scenario. Figuur 2.29 geeft een overzicht van het geïnstalleerd vermogen aan nucleair, steen- en bruinkool in de scenario's. Merk op dat er voor steen- en bruinkool een verschil is tussen "EP" en de andere scenario's.

FIGUUR 2.29: OVERZICHT VAN HET GEÏNSTALLEERD VERMOGEN AAN STEEN- EN BRUINKOOLCENTRALES EN NUCLEAIRE CENTRALES DAT IN DE SCENARIOS VERONDERSTELD WERD



ELEKTROLYSE

Het volume aan elektrolysecapaciteit werd in dit ontwikkelingsplan gedefiniëerd aan de hand van zijn economische viabiliteit. Voor 2035 werden zo volumes tussen de 60 en 140 GW bekomen. Voor 2040 werden waarden varierend tussen 80 en 260 GW aan elektrolysecapaciteit bekomen. Deze hogere waarden zijn grotendeels te wijten aan de hogere volumes aan HEB in het elektriciteitssysteem in latere jaren.

2.1.6.3. Gedetailleerde assumpties voor specifieke landen binnen Europa

In deze paragraaf worden de assumpties voorgesteld voor de landen die de grootste invloed hebben op de simulaties voor België. Zoals reeds geduid in §2.1.2, komt het "EP" scenario grotendeels overeen met het "National Trends" scenario in het TYNDP 2022, waarvan de scenariokwantificatie dateert van vóór het verschijnen van het Fit For 55 pakket en de REPowerEU strategy van de EC. Over het algemeen kan opgemerkt worden dat deze twee publicaties voornamelijk de elektrificatie en de uitrol van HEB versnellen. Zoals hierboven vermeld zullen de TYNDP 2022 scenario's dienen als uitgangspunt voor de lange termijn FOP-scenario's, echter werden deze ook voor de andere Europese landen ge-update conform de scenario verhaallijnen indien nationale studies en/of politieke ambities hiervan significant afwijken. Zoals beschreven in 2.1.6.4 wordt er verder een economische viabiliteitsanalyse toegepast waarin de adequaatheidscriteria van de landen verzekerd wordt. Dit volume aan bijkomende capaciteit bevindt zich niet in de tabellen.

FRANKRIJK

Voor Frankrijk zijn de assumpties voor de periode tot 2030 voornamelijk gebaseerd op het "Bilan prévisionel" van RTE [RTE-1], gepubliceerd in maart 2021. Na de publicatie van de REPowerEU Strategy werden geen officiële ambities gecommuniceerd, dus werd er gekozen om in dit scenario de verscherpte Europese ambities pro-rata toe te wijzen aan Frankrijk in het "ReEU" scenario.

De lange termijn scenario's zijn zoals steeds opgebouwd vanaf de TYNDP scenario's, waarbij voornamelijk de 2050 studie van RTE "Futurs énergétiques 2050" en de lange termijn plannen van president Macron [FRA-1] in rekening werden gebracht. Verder wordt er geen onderscheid gemaakt tussen de scenario's op vlak van geïnstalleerde nucleaire capaciteit.

TABEL 2.3: VERONDERSTELLINGEN VOOR ELEKTRICITEITSVRAAG, KERNENERGIE, STEENKOOLPRODUCTIE EN HERNIEUWBARE ENERGIE VOOR FRANKRIJK

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Vraag [TWh]		468	476	500	521	500	525	562	599	523	550	590	629
HEB [GW]	Zonne-energie	14	44	48	70	51	55	77	106	58	62	105	164
	Wind op land	19	25	25	25	26	31	26	35	28	36	28	45
	Wind op zee	0	6	6	9	16	21	27	11	27	35	48	15
Thermisch [GW]	Nucleair	61	59	59	59	52	52	52	52	50	50	50	50
	Steen/ bruinkool	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

GROOT-BRITTANIË

Aangezien het Fit For 55 pakket en de REPowerEU Strategy enkel gelden voor de EU-27 landen, werd voor de kwantificatie van het “FF55” en “ReEU” scenario voor het VK voornamelijk rekening gehouden met publicaties en gecommuniceerde politieke ambities in de respectievelijke datacollectie periodes zoals aangetoond in §2.1.1.2. De belangrijkste bron voor het kwantificeren van de assumpties voor het VK is de FES 2021 studie van National Grid [ESO-1]. Het “EP” scenario werd afgestemd op de assumpties in het zogenaamde “Steady Progression” scenario terwijl het “FF55” en de lange termijn FOP scenario’s werden afgestemd op de scenario’s die CO_2-neutraliteit bekomen in 2050. Deze scenario’s werden onderworpen aan een grootschalige publieke consultatie en detailleren verschillende energietoekomstperspectieven voor het nationale energiesysteem.

In het “ReEU” scenario worden voornamelijk de meest recente politieke ambities van de Britse regering in rekening gebracht, met voornamelijk een versnelde uitrol van PV en offshore wind voor ogen [UKG-1].

Op vlak van thermische generatie zijn tegen 2030 alle steenkoolcentrales gesloten verondersteld. De laatste officiële sluitingen en nieuwe openingen van kerncentrales worden in rekening gebracht in alle scenario’s zonder onderscheid.

TABEL 2.4: VERONDERSTELLINGEN VOOR ELEKTRICITEITSVRAAG, KERNENERGIE, STEENKOOLPRODUCTIE EN HERNIEUWBARE ENERGIE VOOR GROOT-BRITTANIË

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Vraag [TWh]		295	330	333	343	365	375	435	495	400	417	490	563
HEB [GW]	Zonne-energie	13,8	17	31	50	23	43	37	49	28	56	43	68
	Wind op land	14,4	21	26	30	24	28	30	31	27	29	34	37
	Wind op zee	11	31	40	50	41	60	65	54	50	80	90	68
Thermisch [GW]	Nucleair	7,1	4,6	4,6	4,6	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
	Steen/ bruinkool	2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

NEDERLAND

Voor Nederland werd op de korte termijn rekening gehouden met het “Monitoring rapport” van TenneT [TNT-1] en het coalitieakkoord van de nieuwe Nederlandse regering [NDL-1]. Voor de langere termijn werden de scenario’s afgetoetst met bestaande studies die kijken richting de horizon 2050 [NBN-1], [NDL-2]. Tenslotte, werd in het “ReEU” scenario rekening gehouden met de meest recente ambities van de Nederlandse overheid waarin tot 21 GW offshore wind zou worden geïnstalleerd tegen 2030 [NDL-3], zoals herbevestigd in het zogenaamde “Esbjerg-akkoord” [DEN-1].

Wat betreft thermische energie wordt verondersteld dat alle steen-/bruinkool- en nucleaire centrales gesloten zullen zijn tegen 2030.

TABEL 2.5: VERONDERSTELLINGEN VOOR ELEKTRICITEITSVRAAG, KERNENERGIE, STEENKOOLPRODUCTIE EN HERNIEUWBARE ENERGIE VOOR NEDERLAND

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Vraag [TWh]		118	140	149	158	153	164	188	213	165	180	206	232
HEB [GW]	Zonne-energie	13	27	31	35	35	47	38	54	42	64	45	77
	Wind op land	5	8	9	9	9	10	11	12	10	12	14	16
	Wind op zee	3	11	17	21	21	33	36	28	30	50	55	39
Thermisch [GW]	Nucleair	0.5	0.5	0.5	0.5	X	X	X	X	X	X	X	X
	Steen/ bruinkool	4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

DUITSLAND

De assumpties voor Duitsland zijn voornamelijk gebaseerd op het Duitse netontwikkelingsplan (NEP) opgesteld door de 4 TSO's [NEP-1]. Deze nemen voornamelijk de verscherpte ambities in rekening die werden gedefinieerd in het coalitieakkoord tussen de nieuwe regeringspartners in december 2021 [GER-1]. Deze politieke ambities en objectieven vormen de basis voor de kwantificatie van het "FF55" scenario. De NEP scenario's "A", "B" en "C" in het NEP rapport dienen als leidraad voor het updaten van de TYNDP 2022 scenario's, steeds conform de scenario verhaallijnen zoals gedefinieerd in 2.1.3.

Tenslotte werd in het "ReEU" scenario rekening gehouden met ambities in de "REpowerEU Strategy" en met de laatste officiële ambities zoals gecommuniceerd in april 2022 [EUA-1].

Volgens de laatste ambitie zou het doel zijn om steen- en bruinkool niet meer te gebruiken vanaf 2030, terwijl in het "EP"-scenario wel een beperkte capaciteit wordt verondersteld. Een nucleaire uitfasering is gepland tegen eind 2022 en verdwijnt dus vanaf 2030 in alle scenario's.

TABEL 2.6: VERONDERSTELLINGEN VOOR ELEKTRICITEITSVRAAG, KERNENERGIE, STEENKOOLPRODUCTIE EN HERNIEUWBARE ENERGIE VOOR DUITSLAND

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Vraag [TWh]		504	585	690	724	608	734	782	830	630	771	845	920
HEB [GW]	Zonne-energie	59	96	200	200	111	235	225	265	126	270	250	330
	Wind op land	58	75	80	85	82	95	104	110	89	110	127	140
	Wind op zee	7,5	24	30	34	32	43	47	41	40	55	63	51
Thermisch [GW]	Nucleair	4	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Steen/ bruinkool	32	17	X	X	7	X	X	X	X	X	X	X

DENEMARKEN

Voor Denemarken werden voornamelijk de assumpties voor het Deens [EDK-1] en "Nordic" [FNG-1] netontwikkelingsplan in rekening gebracht. In deze scenario's wordt vooral een stijging van het vermogen aan offshore wind voorspeld zoals ook verklaard in de Esbjerg declaratie [WEU-2], met een relatief vlak verloop wat betreft onshore wind.

Denemarken heeft op dit moment geen nucleaire centrales in gebruik, en de, laatse kolencentrale zou sluiten tegen eind 2028, er werden dan ook geen waardes aangenomen in de toekomstige scenario's.

TABEL 2.7: VERONDERSTELLINGEN VOOR ELEKTRICITEITSVRAAG, KERNENERGIE, STEENKOOLPRODUCTIE EN HERNIEUWBARE ENERGIE VOOR DENEMARKEN

		2021	2030			2035				2040			
		REF	EP	FF55	REEU	EP	GI	LSERES	EPROS	EP	GI	LSERES	EPROS
Vraag [TWh]		35	53	48	49	62	56	60	64	71	60	66	73
HEB [GW]	Zonne-energie	1,9	6	7	8	8	9	8	14	9	10	8	20
	Wind op land	4,5	6	6	6	6	6	6	7	5	6	6	8
	Wind op zee	2,3	7	11	11	9	19	23	13	12	28	36	16
Thermisch [GW]	Nucleair	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Steen/ bruinkool	1,2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

2.1.6.4. Globale parameters & assumpties

OPSTELLEN VAN ADEQUATE SCENARIO'S

In de evaluatie van de infrastructuurprojecten wensen we hun bijdrage aan de socio-economische welvaart door een verhoogde integratie van het Europese energiesysteem te evalueren. Zo werken netversterkingen prijsconvergentie tussen landen in de hand en laten ze toe hernieuwbare energie optimaal te integreren in het systeem. Deze beoogde bijdrage onderscheidt zich van de exceptionele bijdrage in tijden van (bijna) schaarste.

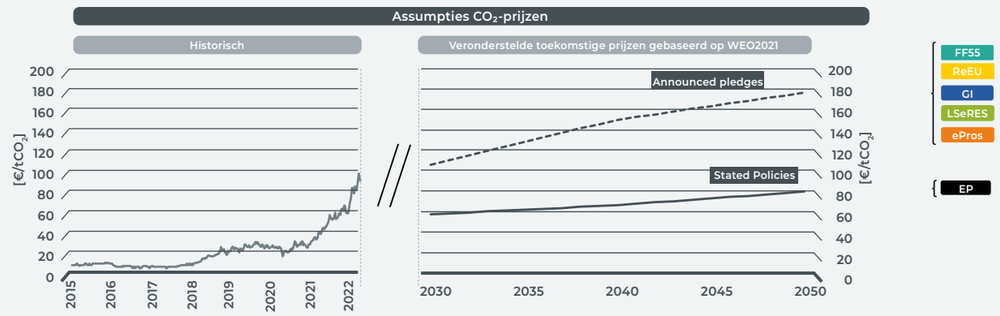
Om te vermijden dat situaties met bevoorradingszekerheidsproblemen een vertekend beeld zouden geven bij de economische evaluatie van de voorgestelde netversterkingen worden voor het Federaal Ontwikkelingsplan Europees adequate scenario's opgesteld. Dit is tevens in lijn met de wettelijke vereisten voor de gebruikte scenario's binnen het Federaal Ontwikkelingsplan[9]. Er wordt voor alle scenario's voldoende productiecapaciteit voorzien om aan de verschillende nationale bevoorradingszekerheidscriteria te voldoen (vb. voor België middelen LOLE ≤ 3 uur). In de scenario's wordt deze extra productiecapaciteit ingevuld in de Economic Viability loop.

Concreet werd er gekozen om bijkomende capaciteit (wanneer deze voorzien in de TYNDP scenario's onvoldoende bleek) te voorzien in de vorm van CO_2-neutrale stuurbare generatie, die op een algemene manier CO_2-neutrale 'thermische' centrales voorstelt (bijvoorbeeld toekomstige installaties met bio-methaan, synthetisch methaan of waterstof aangedreven turbines). Het is belangrijk om in te zien dat de gekozen technologie een '*generalisatie*' is van CO_2-neutrale technologieën, die enkel gebruikt is om de scenario's adequaat te maken. Welke technologieën en mix in de realiteit deze productiecapaciteit zouden invullen is nog niet bekend. De capaciteit is afhankelijk van de gekozen technologie, waarbij technologieën met lagere beschikbaarheid (bijvoorbeeld door weersafhankelijkheid) voor dezelfde "adequacy contribution" een groter nominaal geïnstalleerd vermogen zullen vereisen.

BRANDSTOF- & CO_2-PRIJZEN

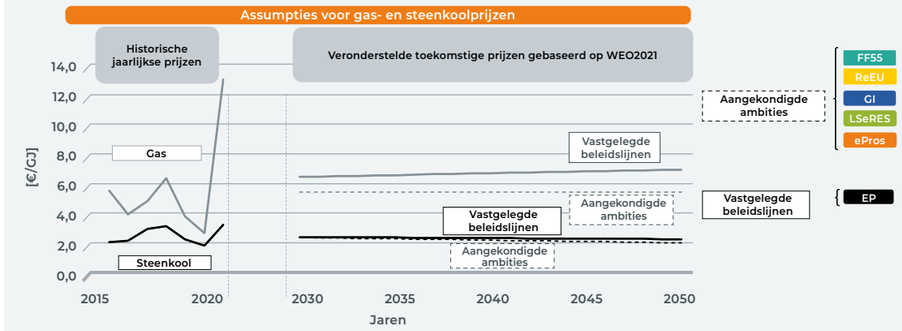
Om economische dispatchsimulaties uit te voeren zijn veronderstellingen over de toekomstige CO_2- en brandstofprijzen nodig. Voor dit ontwikkelingsplan werden deze veronderstellingen gebaseerd op de meest recente "World Energy Outlook" (WEO) gepubliceerd in oktober 2021 door het International Energy Agency [IEA-2]. Aangezien we ons in de scenario's voor dit ontwikkelingsplan focussen op langetermijntrends wordt er dan ook vanuit gegaan dat de huidige hoge gasprijzen hier in de toekomst naartoe zullen neigen. Het "Stated Policies" scenario van de WEO incorporeert het huidige gekende beleid dat in voege of aangekondigd is door overheden. Voor deze reden wordt het gebruikt in het "Established Policies" scenario. Aan de andere kant, in het "Announced Pledges" scenario veronderstelt de IEA dat alle klimaatverbintenissen gemaakt door de verschillende overheden op het moment van publicatie van het rapport, inclusief diegenen waarvoor geen specifiek beleid is uitgestippeld, volledig en op tijd vervuld zullen worden. Deze prijsassumpties zullen gebruikt worden voor alle andere scenario's. Verder is het belangrijk te vermelden dat er voor gascentrales net zoals in het TYNDP 2022, afhankelijk van de verhaallijn, een progressieve mix van natuurlijk gas, biogas en synthetisch gas als brandstof verondersteld werd. De prijzen worden weergegeven in Figuur 2.30 en Figuur 2.31 in Euro (2020).

FIGUUR 2.30: HISTORISCHE CO_2 PRIJZEN [ETS] EN TOEKOMSTIGE PRIJZEN OP BASIS VAN DE WEO 2021 TRAJECTEN



9 Artikel 13 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt: "Het Ontwikkelingsplan houdt eveneens rekening met de nood aan een adequate reservecapaciteit".

FIGUUR 2.31: HISTORISCHE BRANDSTOFPRIJZEN EN TOEKOMSTIGE PRIJZEN OP BASIS VAN DE WEO 2021 TRAJECTEN



ELEKTRICITEITSNETWERK

Om de socio-economische welvaartstoename van de ontwikkeling van marktuitwisselingscapaciteiten tussen biedzones te evalueren, dient een hypothese te worden genomen over het te gebruiken startpunt. In dit ontwikkelingsplan wordt gebruik gemaakt van de flow-based methodologie voor marktstudies, waarin Elia een pionier is. De flow-based methodologie houdt in dat de import en exportmogelijkheden van België gedefinieerd worden volgens de principes van de flow-based capaciteitsberekening en -toewijzing zoals geïntroduceerd in “The European guideline on Capacity Allocation & Congestion Management” [ENT-5].

Het is enkel door het reproduceren van de marktwerking dat economische indicatoren en indicatoren betreffende bevoorradingszekerheid nauwkeurig berekend kunnen worden. In de marktsimulaties gebruikt in deze studie werden drie verschillende methodes gebruikt voor het modelleren van uitwisselingscapaciteiten. Een kort overzicht hiervan wordt hieronder weergegeven. Geplande en nieuwe interconnectoren werden in rekening gebracht gebaseerd op basis van de TYNDP 2022 projectlijst. Voor de tijdshorizonten 2035 en 2040 werden de interconnectoren Triton, Nautilus en de versterking van de as Lonny-Achene Gramme (zie ook Hoofdstuk 4 voor de beschrijving van deze projecten) in het scenario in dienst verondersteld.

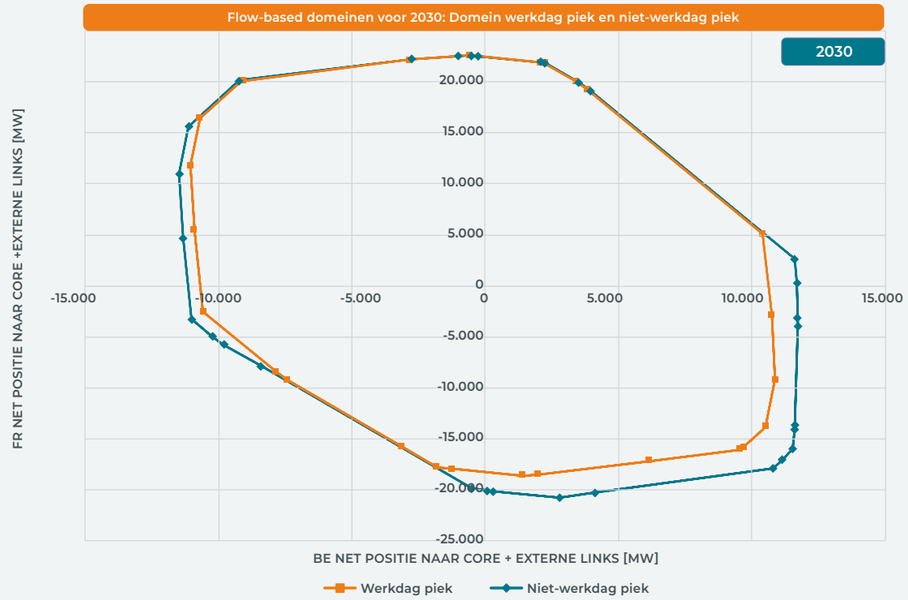
- **Voor uitwisselingen tussen twee landen buiten de core** regio werden vastgelegde bilaterale uitwisselingscapaciteiten gebruikt (Ook Net Transfer Capacities - NTC genoemd);
- **Voor uitwisselingen tussen de core regio** en biedzones buiten de core regio werden vastgelegde bilaterale uitwisselingscapaciteiten gebruikt met een flow-based modelleertechniek genaamd “Advanced Hybrid Coupling”. Met deze modelleertechniek wordt de uitwisseling deel van de optimalisatievariabelen voor het flow-based proces.
- **Voor uitwisselingen binnen core regio** werd de flow-based methodologie gebruikt.

Het modelleren van uitwisselingen op basis van de flow-based methodologie is een complex proces dat afhangt van vele parameters. Een overzicht van de voornaamste parameters gebruikt voor het genereren van de flowbased domeinen is opgenomen in Tabel 8. Voor dit ontwikkelingsplan werden 44-dimensionale domeinen in rekening gebracht (CORE + ALEGRO + AHC). Door de grote hoeveelheid aan dimensies was het niet mogelijk om een volledige representatie van het domein weer te geven in dit rapport. Ter illustratie wordt een 2D projectie van de werkdag piek en niet-werkdag piek domeinen weergegeven in Figuur 2.32.

TABEL 2.8: VOORNAAMSTE HYPOTHESEN FLOW-BASED MODELLERING

Marktparameters	2030-2035-2040
Flow-based perimeter	Core
Biedzones	AS IS
minRAM	70 voor gehele CORE regio
Modellering van externe fluxen	Advanced Hybrid Coupling (AHC)
Externe constraints	Geen externe constraints
Gebruik van dwarsregeltransformatoren in capacity calculation	Voor België: 1/2 Voor andere: 1/3

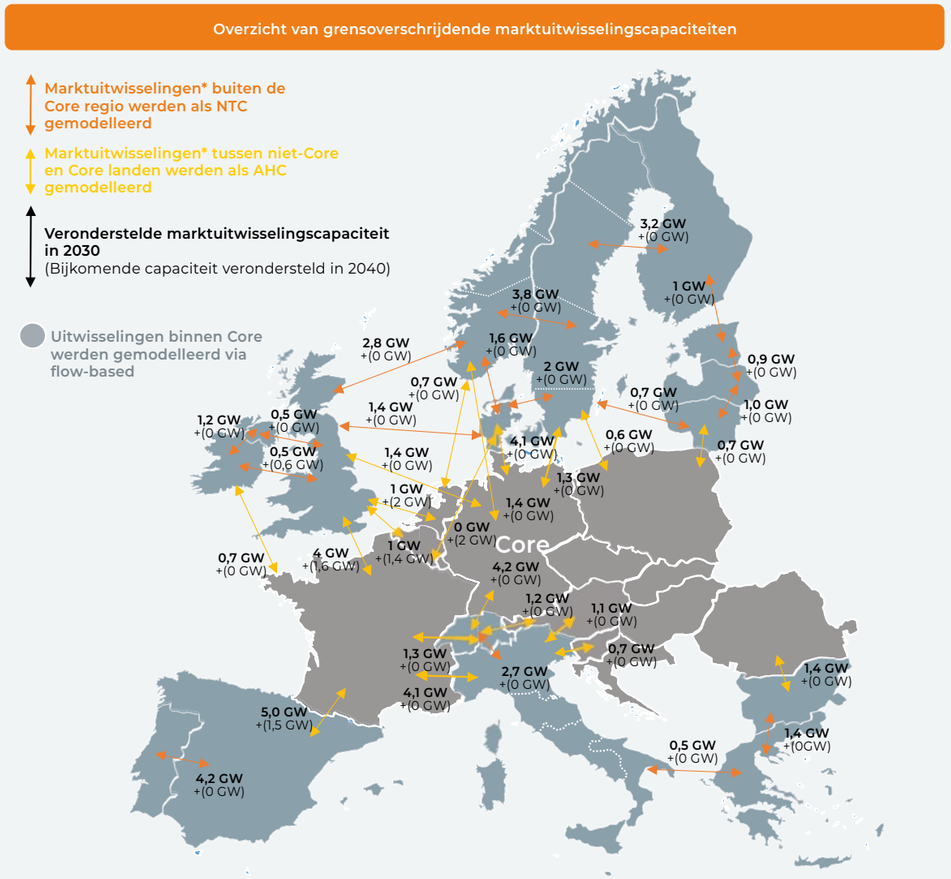
FIGUUR 2.32: WERKDAG PIEK EN NIET-WERKDAG PIEK FLOW-BASED DOMEINEN VOOR 2030. HET 3E KWADRANT STELT EEN SITUATIE VOOR WAARIN ZOWEL FR ALS BE IMPORTEREN



Voor uitwisselingscapaciteiten gemodeliseerd met een NTC of AHC approach kan Een overzicht van de uitwisselingscapaciteiten in de 2030 en 2040 scenario's kan teruggevonden worden in Figuur 2.33.

Voor de tijdshorizonten 2030 en 2035 werden de uitwisselingscapaciteiten van 2030 gebruikt. Voor 2040 werd het referentienetwerk aangepast.

FIGUUR 2.33: OVERZICHT VAN UITWISSELINGSCAPACITEITEN TUSSEN LANDEN



* De getoonde waarde is de NTC waarde in een richting voor landgrenzen (deze kan soms verschillen van die in de andere richting)

Alleen grensoverschrijdende links werden in deze figuur opgenomen. Er werden ook NTC waarden verondersteld voor uitwisselingen tussen de biedzones in Italië, Noorwegen en Zweden.

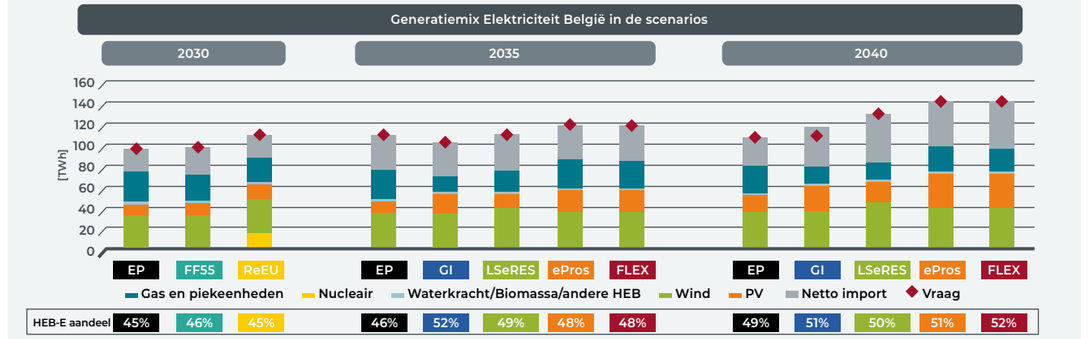
2.1.7. MARKET DISPATCH RESULTATEN

2.1.7.1. Energiemixen

Startend van de hypothesen gedefinieerd in §2.1.6 Scenario kwantificatie werd de energiemarkt binnen de simulatieperimeter op uurbasis gesimuleerd voor de verschillende scenario's en tijdshorizonten.

In Figuur 2.34 werden de resulterende energiemixen voor Belgie hernomen. De offshore windproductie van de windparken gelegen in de Belgische EEZ werden in de figuur opgenomen. Het HEB-E[10] aandeel kan in België afhankelijk van het beschouwde scenario oplopen tot 52% voor tijdshorizon 2040. De rest van de verbruikte energie moet geleverd worden door internationale uitwisselingen en thermische productie. Er kan opgemerkt worden dat voor 2030 het HEB-E aandeel niet sterk lijkt te varieren tussen de scenario's, terwijl er wel degelijk verschillen zijn tussen de hoeveelheid HEB. Dit is grotendeels te wijten aan een hogere vraag in het FF55 en ReEU scenario.

FIGUUR 2.34: MIX VAN DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE EN HEB-E SHARE IN BELGIË VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S EN TIJDSHORIZONTEN



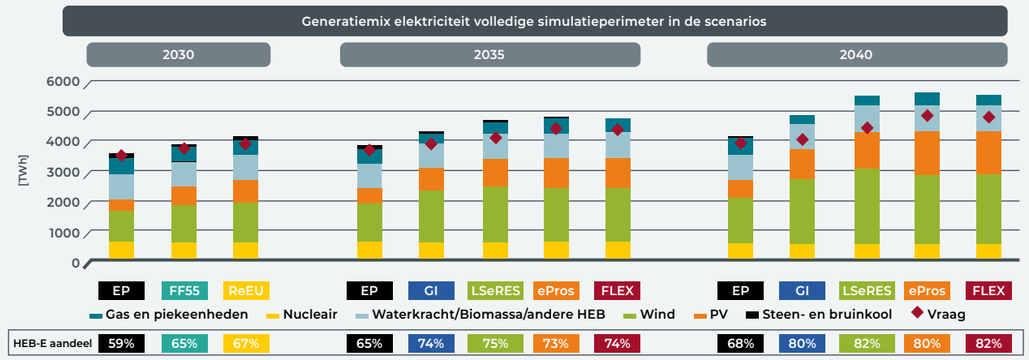
Het potentieel van de productie uit hernieuwbare energiebronnen in België is onvoldoende om op middellange termijn het volledige toekomstige elektrische verbruik in België af te dekken. Zelfs met een zeer sterke groei aan hernieuwbare energieproductie op het Belgische grondgebied zal, volgens de scenario's van het Federaal Ontwikkelingsplan, de binnenlandse hernieuwbare energieproductie slechts de helft van het elektrische verbruik kunnen afdekken.

10 Het HEB-E aandeel werd berekend als de verhouding tussen de productie aan hernieuwbare bronnen binnen Belgie (grondgebied + EEZ) en de totale consumptie aan elektriciteit (vraag + elektrolyse).

In Figuur 2.35 worden de resulterende energiemixen weergegeven voor de gehele simulatieperimeter[11]. Het is belangrijk op te merken dat in scenario's met een hogere elektrificatiegraad ook de nood aan elektriciteitsproductie stijgt. Door deze extra vraag stijgt het aandeel aan hernieuwbare energie in absolute termen sneller dan het HEB-E aandeel. De bijgevoegde hernieuwbare generatie vervangt in deze scenario's indirect dus ook fossiele brandstoffen in andere sectoren.

Er kan bijkomend geobserveerd worden dat er, hoewel deze typisch hogere variabele kosten heeft dan HEB, stuurbare thermische generatie zowel in Belgie als in het algemeen in Europa aanwezig blijft in alle scenarios. Het is belangrijk op te merken dat deze stuurbare thermische generatie (gedeeltelijk) zal moeten worden gedecarboniseerd door het gebruik van biobrandstoffen, synthetische brandstoffen of koolstofcapatie technologieën. Hierbij dient opgemerkt te worden dat, alhoewel het aandeel in de elektriciteitsproductie d.m.v. gas- en piekeenheden beperkt afneemt, het aandeel van de fossiele brandstoffen in de totale energiemix zeer sterk afneemt, zoals getoond in Figuur 2.37.

FIGUUR 2.35: MIX VAN DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE EN HEB-E SHARE IN DE VOLLEDIGE SIMULATIEPERIMETER VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S EN TIJDSHORIZONTEN



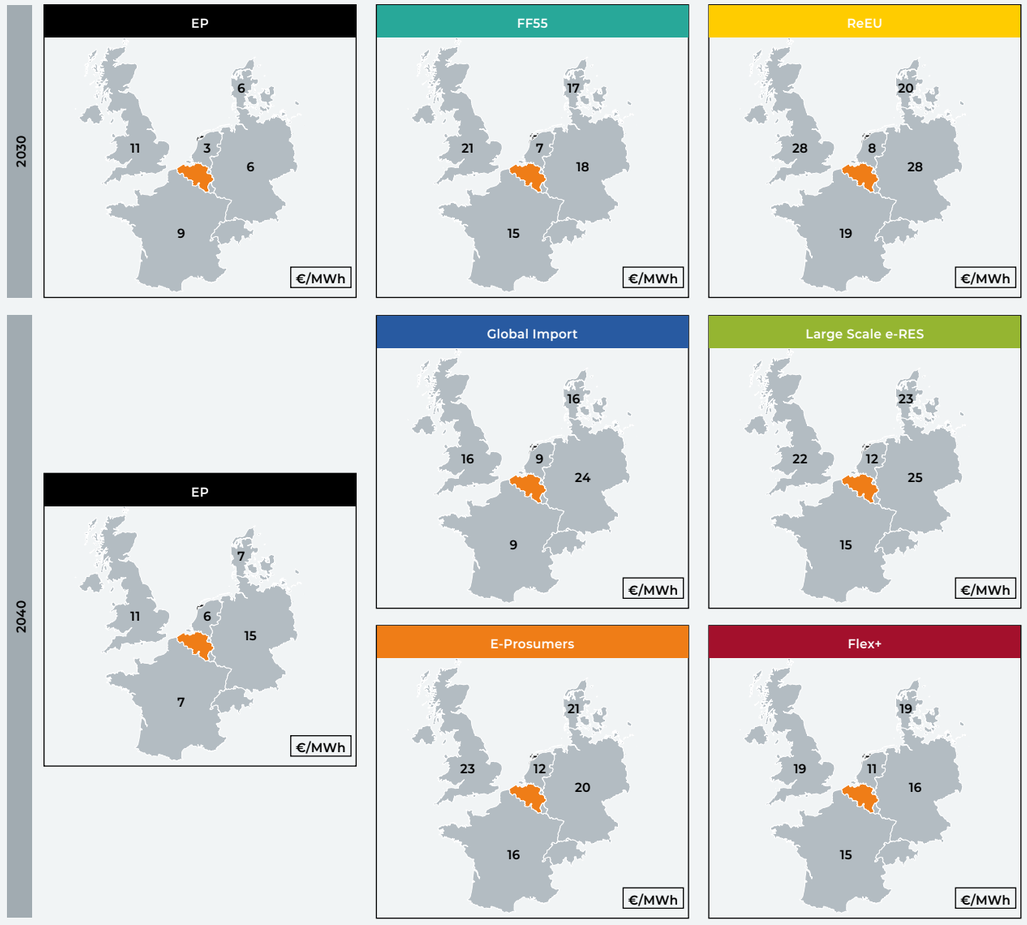
2.1.7.2. Evolutie van de prijsverschillen op de groothandelsmarkt voor elektriciteit

Wanneer er bijkomende uitwisselingscapaciteit tussen twee biedzones wordt voorzien, zorgt deze ervoor dat de biedzone met de hoogste prijzen goedkopere energie kan importeren uit de biedzone met de laagste prijzen. Een belangrijk aspect in het evalueren van de baten van bijkomende uitwisselingscapaciteit is dus het verschil in prijzen, uur per uur, tussen de twee biedzones. Aangezien de laagste prijs soms in de ene dan wel in de andere biedzone kan zijn kan er geopteerd worden om zich te baseren op de absolute waarde van dit prijsverschil op uurbasis. Wanneer men het gemiddelde neemt van deze absolute waarden bekomt men het gemiddelde absolute prijsverschil. Figuur 2.36 geeft het gemiddelde absolute prijsverschil weer van de buurlanden van België (en Denemarken) met België. Er werd tijdens het analyseren van de resultaten een aanzienlijke impact opgemerkt van de momenten waarop de prijs de prijslimiet benaderde. Om te vermijden dat deze effecten op enkele van de momenten de interpretatie van de resultaten te hard zouden beïnvloeden, werd voor het maken van de figuren de marktprijs gelimiteerd op 500 euro/MWh om zo een beeld te geven van momenten waar de prijzen binnen de gebruikelijke limieten bleven. Het is belangrijk op te merken dat er tijdens het opstellen van de scenario's geen rekening werd gehouden met de totale kostprijs van het energiesysteem. Er kan op basis van onderstaande grafieken dus geen conclusie gemaakt worden wat betreft de wenselijkheid of kost van de verschillende scenario's.

Voor de periode tot 2030 zijn de grootste prijsverschillen op te merken in het "FF55" & "ReEU" scenario. Dit kan verklaard worden enerzijds door de verschillen in verondersteld prijzen voor brandstoffen en CO_2 en anderzijds door een hogere graad van elektrificatie samen met een hogere penetratie aan hernieuwbare energiebronnen. Bovendien wordt in het "FF55" en "ReEU" scenario de versnelde phaseout voor steen- en bruinkool van de Duitse overheid (tegen 2030) in rekening gebracht. Hierdoor valt een groot volume aan generatiecapaciteit weg die vervangen wordt door (vaak duurdere!) vervangcapaciteit.

Voor de periode na 2030 kan er eenzelfde trend vastgesteld worden met hogere prijsverschillen in de netto-nuluitstoot conforme scenario's. De prijsverschillen zijn het hoogst in scenario's waar een hoge penetratie van hernieuwbare energiebronnen verondersteld werd. Het toevoegen van extra flexibiliteit in het "FLEX+"-scenario t.o.v. het "E-Prosumers"-scenario zorgt voor een licht matigend effect op de prijsverschillen.

FIGUUR 2.36: GEMIDDELD ABSOLUUT UURLIJKS PRIJSVERSCHIL MET BELGIË VOOR ALLE SCENARIO'S IN DE TIJDSHORIZONTEN 2030 EN 2040



11 De simulatieperimeter bevat EU27 zonder Cyprus en Malta maar inclusief UK, NO en CH. Een gedetaileerde beschrijving kan teruggevonden worden in paragraaf 2.1.5.2.

2.1.8. PRIMAIRE ENERGIE VRAAG & IMPORT-AFHANKELIJKHEID VOOR EU-27[12]

In deze sectie wordt op basis van de finale vraag naar energie en de resultaten van de elektriciteitsmarktsimulaties de totale nood aan energie bepaald voor het volledige EU-27 energiesysteem. De manier waarop deze vraag aan energie wordt voldaan verschilt opnieuw per scenario en per energievector. Uiteindelijk kan op basis van de oorsprong van de energievoorziening worden bepaald wat de totale imports (§2.1.8.2) zijn en hoe de totale primaire vraag (§2.1.8.1) naar energie evolueert.

2.1.8.1. Primaire energievoorziening

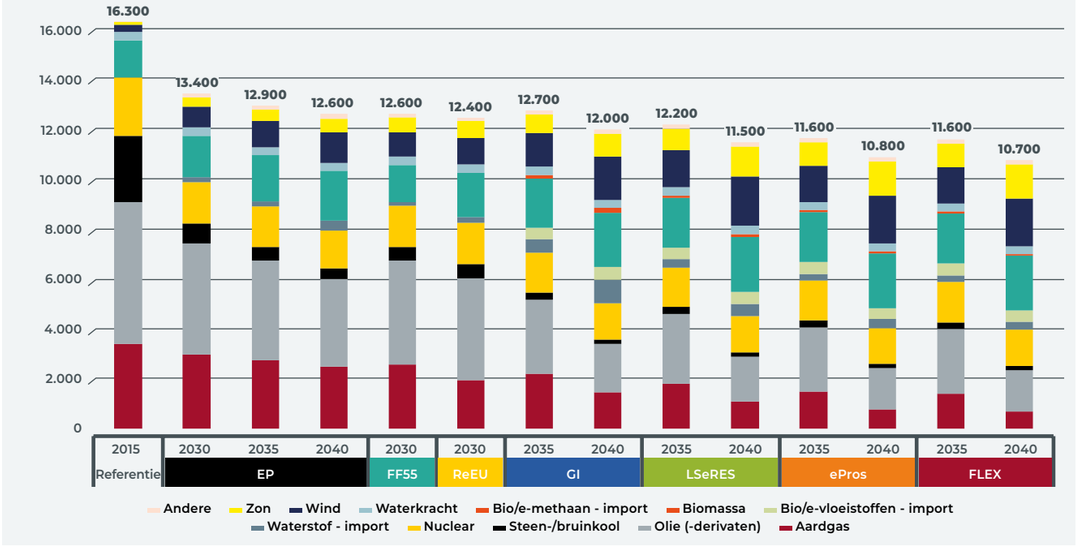
Op basis van de finale vraag naar energie, de vraag voor elektriciteitsopwekking, de vraag voor transformatie tussen energievectoren en de import kan de primaire energievoorziening bepaald worden, zoals weergegeven in Figuur 2.37. In deze studie wordt dezelfde definitie gehanteerd als in het TYNDP2022-rapport waarbij de vraag naar niet-energetische grondstoffen en internationaal transport wordt opgenomen.

Algemeen kan worden opgemerkt dat voornamelijk door energie-efficiëntie een daling van de primaire vraag naar energie wordt bekomen van -23% (“EP”) à -34% (“FLEX”) in 2040. Door de sterke uitrol van HEB en – in mindere mate - de productie en import van bio- en synthetische brandstoffen stijgt het aandeel van HEB in de primaire energievoorziening van 14% in 2015 naar 36% (“EP”) en 56% à 62% in de lange termijn FOP-scenario’s in 2040.

In de periode tot 2030 is vooral de uitfasering van steen- en bruinkool voor de opwekking van elektriciteit en in het finale verbruik belangrijk voor de reductie van de primaire (fossiele) energievraag. De additionele uitrol van HEB en de reductie van het finaal verbruik van fossiele brandstoffen in het “FF55” scenario zorgt voor een iets lager primair energieverbruik en een hoger aandeel HEB van 28% (tov 25% in “EP”). In het “ReEU”-scenario stijgt dit aandeel ten slotte tot 33%, voornamelijk gedreven door een additionele shift van aardgas naar bio-methaan en elektrificatie d.m.v. HEB.

In de periode na 2030 is het primaire energieverbruik het laagst in het “ePros” en “FLEX” scenario door een doorgedreven elektrificatie die voornamelijk door een groei van HEB wordt gedekt. In dit scenario is de finale vraag naar moleculen het laagst waardoor primaire energieconversies worden vermeden. In het “ePros” en “FLEX” scenario wordt het hoogste HEB-aandeel bereikt (62%) door een combinatie van HEB en focus op lokale productie van groene moleculen. In het “GI” en - in mindere mate - het “LSeRES” scenario is er een hogere nood aan moleculen die echter niet allemaal op een gedecarboniseerde manier kunnen worden geproduceerd en/of geïmporteerd, waardoor het HEB-aandeel iets lager ligt (56% in “GI” en 59% in “LSeRES”).

FIGUUR 2.37: PRIMAIRE ENERGIEVOORZIENING IN EU27 (INCL. DE VRAAG NAAR NIET-ENERGETISCHE GRONDSTOFFEN EN INTERNATIONAAL TRANSPORT)



12 EU27 omvat hier geen Malta en Cyprus, aangezien deze landen niet binnen de gesimuleerde perimeter vallen.

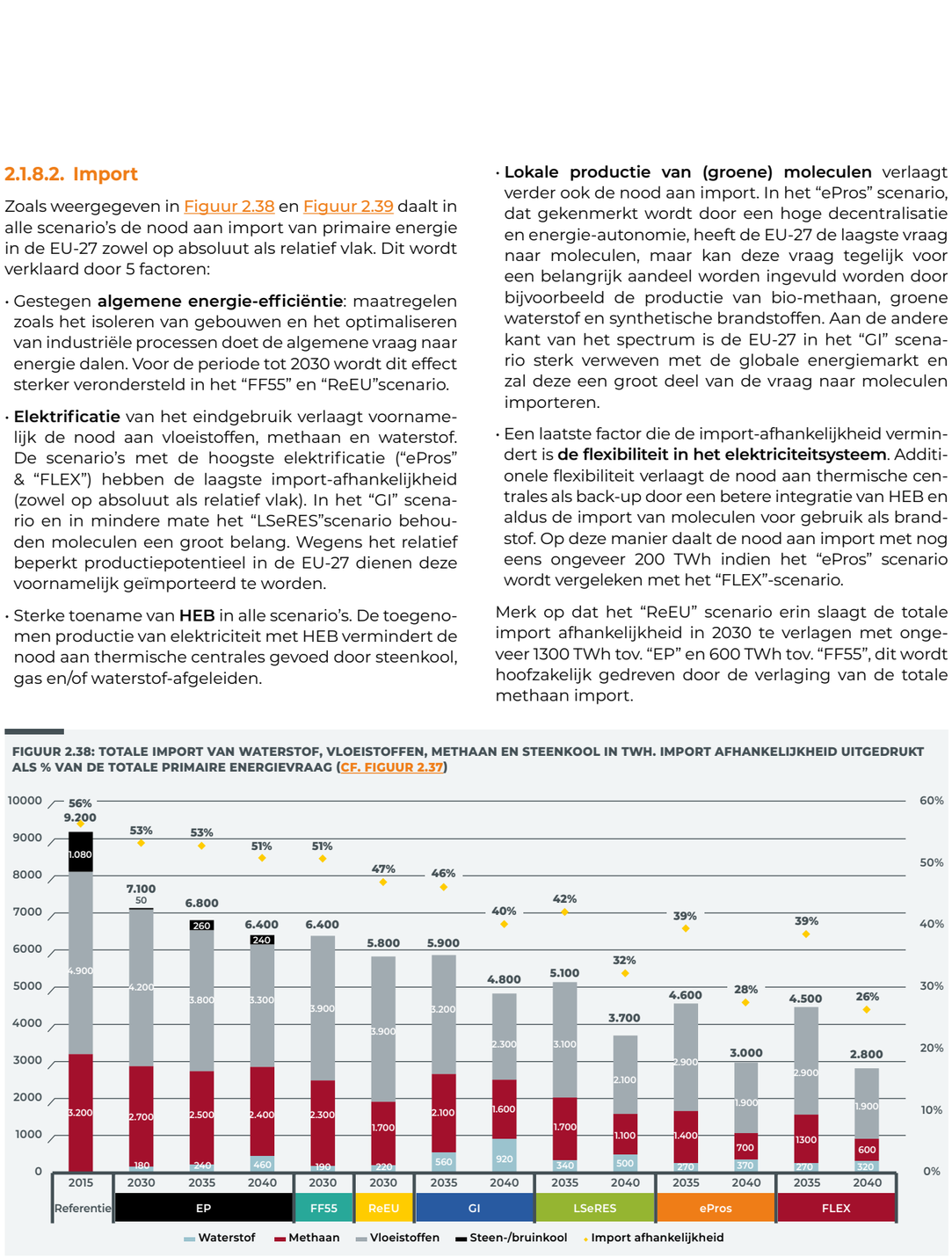
2.1.8.2. Import

Zoals weergegeven in Figuur 2.38 en Figuur 2.39 daalt in alle scenario’s de nood aan import van primaire energie in de EU-27 zowel op absoluut als relatief vlak. Dit wordt verklaard door 5 factoren:

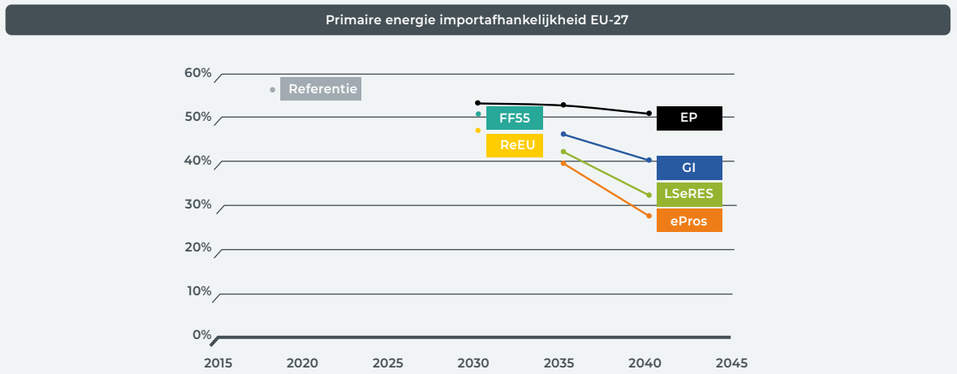
- Gestegen **algemene energie-efficiëntie**: maatregelen zoals het isoleren van gebouwen en het optimaliseren van industriële processen doet de algemene vraag naar energie dalen. Voor de periode tot 2030 wordt dit effect sterker verondersteld in het “FF55” en “ReEU”scenario.
- **Elektrificatie** van het eindgebruik verlaagt voornamelijk de nood aan vloeistoffen, methaan en waterstof. De scenario’s met de hoogste elektrificatie (“ePros” & “FLEX”) hebben de laagste import-afhankelijkheid (zowel op absoluut als relatief vlak). In het “GI” scenario en in mindere mate het “LSeRES”scenario behouden moleculen een groot belang. Wegens het relatief beperkt productiepotentieel in de EU-27 dienen deze voornamelijk geïmporteerd te worden.
- Sterke toename van **HEB** in alle scenario’s. De toegenomen productie van elektriciteit met HEB vermindert de nood aan thermische centrales gevoed door steenkool, gas en/of waterstof-afgeleiden.
- **Lokale productie van (groene) moleculen** verlaagt verder ook de nood aan import. In het “ePros” scenario, dat gekenmerkt wordt door een hoge decentralisatie en energie-autonomie, heeft de EU-27 de laagste vraag naar moleculen, maar kan deze vraag tegelijk voor een belangrijk aandeel worden ingevuld worden door bijvoorbeeld de productie van bio-methaan, groene waterstof en synthetische brandstoffen. Aan de andere kant van het spectrum is de EU-27 in het “GI” scenario sterk verweven met de globale energiemarkt en zal deze een groot deel van de vraag naar moleculen importeren.
- Een laatste factor die de import-afhankelijkheid vermindert is **de flexibiliteit in het elektriciteitsysteem**. Additionele flexibiliteit verlaagt de nood aan thermische centrales als back-up door een betere integratie van HEB en aldus de import van moleculen voor gebruik als brandstof. Op deze manier daalt de nood aan import met nog eens ongeveer 200 TWh indien het “ePros” scenario wordt vergeleken met het “FLEX”-scenario.

Merk op dat het “ReEU” scenario erin slaagt de totale import afhankelijkheid in 2030 te verlagen met ongeveer 1300 TWh tov. “EP” en 600 TWh tov. “FF55”, dit wordt hoofzakelijk gedreven door de verlaging van de totale methaan import.

FIGUUR 2.38: TOTALE IMPORT VAN WATERSTOF, VLOEISTOFFEN, METHAAN EN STEENKOOL IN TWH. IMPORT AFHANKELIJKHEID UITGEDRUKT ALS % VAN DE TOTALE PRIMAIRE ENERGIEVRAAG (CF. FIGUUR 2.37)



FIGUUR 2.39: IMPORTAFHANKELIJKHEID VOOR EU-27 PER SCENARIO UITGEDRUKT ALS % VAN DE PRIMAIRE ENERGIEVOORZIENING (CFR. §2.1.8.1)



2.1.9. EMISSIES VAN BROEIKASGASSEN

De verschillende scenario's gebruikt in het FOP zijn opgebouwd met als doel het behalen van verschillende objectieven wat betreft de uitstoot van broeikasgassen.

- Het "EP" scenario is nog grotendeel gebaseerd op de NEKP's die het objectief van een broeikasgas (BKG) emissiereductie van minstens 40% nastreven [EUC-13].
- Het "FF55" scenario, gebaseerd op het Fit For 55 pakket, heeft als objectief het bekomen van minstens 55% reductie van BKG-emissies [CEU-1].
- Het "ReEU" scenario, gebaseerd op de REpowerEU strategie, stelt geen scherper objectief voorop dan de 55% reductie onder het Fit For 55 pakket, maar bevat wel scherpere sub-objectieven voor bepaalde parameters[13].
- Tenslotte, hebben de lange termijn FOP-scenario's ("GI", "LSeRES", "ePros" & "FLEX") als objectief het bekomen van CO_2-neutraliteit in 2050 zoals uitgelijnd in de European Green Deal in 2019 [EUC-14].

De totale BKG-emissies kunnen worden onderverdeeld in 3 onderdelen. Ten eerste zijn er de emissies die ontstaan door het finale gebruik van fossiele brandstoffen in de verschillende sectoren (bijvoorbeeld verwarming in gebouwen, brandstoffen voor transport & industrie etc.). Ten tweede zijn er de emissies die worden opgewekt bij de productie van elektriciteit (bijvoorbeeld in steenkoolcentrales, gascentrales etc.). Tenslotte zijn er ook de emissies door non-energetische sectoren, zogenaamde procesemissies. Hierbij gaat het over non-CO_2 emissies zoals: methaan, N2O en F-gassen. Deze komen onder andere vrij in de landbouw en het verwerken en transporteren van methaan.

2.1.9.1. Broeikasgasemissies van de elektriciteitssector

In 2019 bedroegen de totale CO_2-emissies in de elektriciteitssector ongeveer 970 Mton CO_2. Zoals reeds aangetoond in sectie 2.1.6.2, wordt in alle scenario's richting 2040 een verhoogde elektrificatie verondersteld van de finale energievraag. Ook de productie van waterstof en synthetische brandstoffen via elektrolyse zorgt voor een additionele vraag naar elektriciteit, waar bij een gebrek aan lokale groene elektriciteit deze moleculen ofwel op fossiele manier ofwel via imports zouden moeten verkregen worden. Om de BKG-doelstellingen te vereenzelvigen met deze snelle elektrificatie en productie van groene moleculen is het een vereiste dat de productie van elektriciteit op relatief korte termijn wordt gedecarboniseerd.

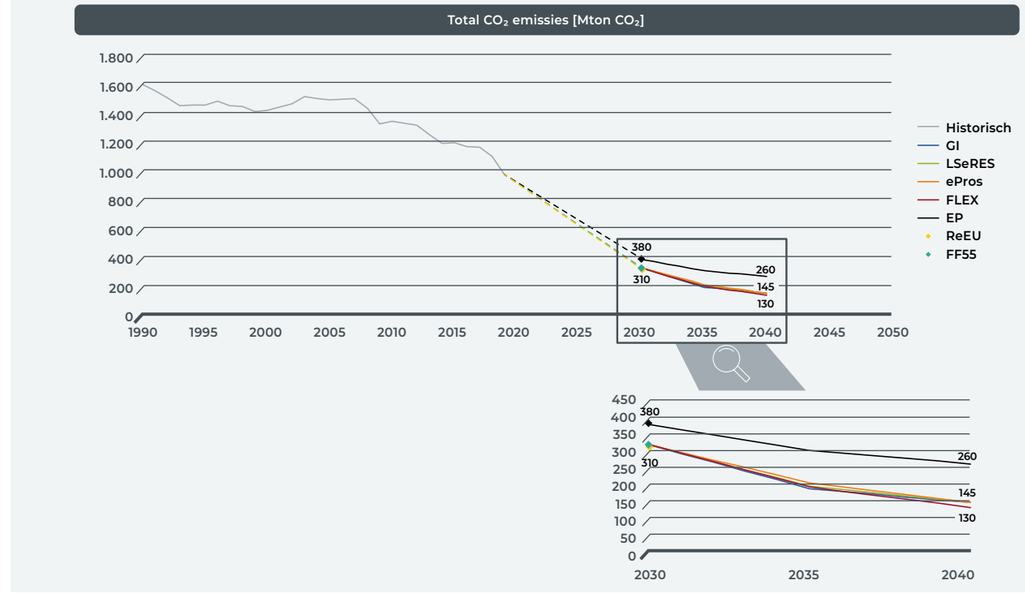
Zoals weergegeven in Figuur 2.40 dalen **richting 2030** de CO_2-emissies sterk in de 3 scenario's, voornamelijk door de sterke uitrol van HEB en de uitfasering van steenkool. Deze twee effecten zijn nog sterker in het "FF55" & "ReEU" -scenario met een lagere totale uitstoot tot gevolg.

Na 2030 zien we in alle scenario's (behalve "EP") een gelijkaardige evolutie van de totale CO_2-uitstoot, met slechts een verschil van iets meer dan 10 Mton CO_2 tussen de scenario's. Naast de sterke uitrol van HEB is ook de decarbonisatie van thermische generatie d.m.v. bio-methaan, synthetisch methaan en waterstof turbines een belangrijke factor voor het verlagen van de totale uitstoot in de elektriciteitssector.

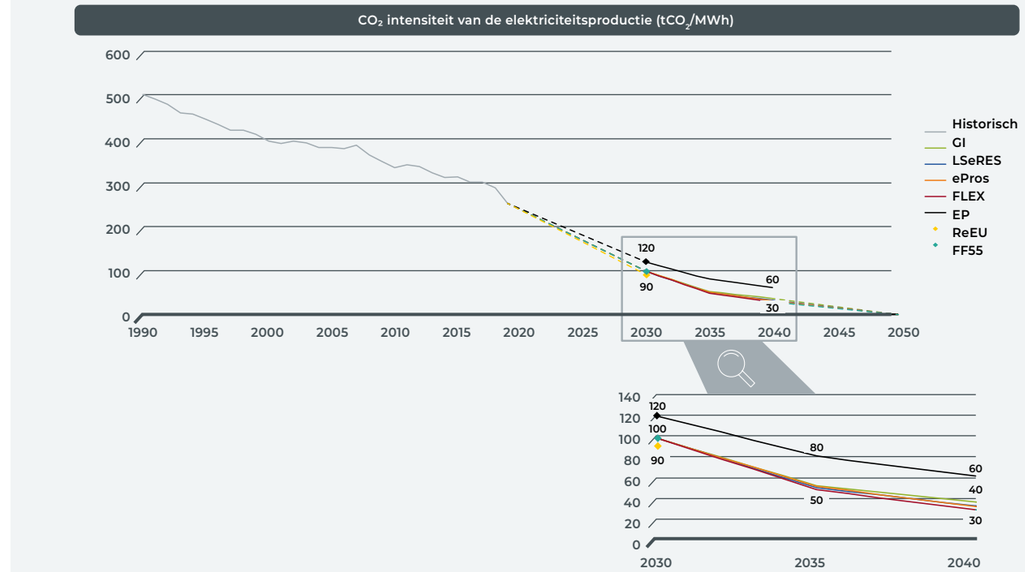
13 Zoals bijvoorbeeld het bekomen van 45% HEB-aandeel in de primaire energievraag (tov. 40% onder Fit For 55).

In de scenario's wordt aangenomen dat het gebruik van groene moleculen in deze centrales de voorkeur verkrijgt op het installeren van CCS/U (Carbon Capture Storage/Usage) technologie. Merk op dat verondersteld additionele flexibiliteit de uitstoot in 2040 verlaagt met rond de 15 Mton CO_2 ("ePros" vs. "FLEX"), voornamelijk verklaard door de lagere nood aan thermische generatie in het "FLEX" scenario.

FIGUUR 2.40: TOTALE CO_2-EMISSIES VAN DE ELEKTRICITEITSSECTOR EU-27 IN MTCO$_2$



FIGUUR 2.41: CO_2-INTENSITEIT VAN DE ELEKTRICITEITSPRODUCTIE IN TCO$_2$/MWH



2.1.9.2. Non-CO_2 en negatieve emissies

Voor wat betreft de non-CO_2 uitstoot en negatieve BKG-emissies door LULUCF ("Land Use, Land-Use Change and Forestry") wordt verwezen naar het TYNDP 2022 rapport paragraaf 5.4.1. Net als in deze studie worden de waarden overgenomen zoals bepaald in de impact analyse in het Fit For 55 pakket en de langetermijnstrategie van de Europese Commissie. Deze waarden worden in alle scenario's gelijkgesteld.

Hierin daalt de non-CO_2 uitstoot van 627 Mton in 2022 naar 288 Mton in 2050. Negatieve emissies door LULUCF stijgen van 264 Mt tot 425 Mt in 2050.

Tenslotte wordt in deze studie enkel zogenaamde CCS bij de productie van waterstof via SMR (Steam Methane Reforming) verondersteld. Deze CO_2-afvang evolueert van 27 Mton (2035) naar 21 Mton (2040) in "ePros" en van 47 Mt (2035) naar 45 (2040) Mt in "GI". Zogenaamde CCS "post-combustion" wordt momenteel niet verondersteld in de scenario's aangezien de beschouwde periode slechts tot 2040 loopt. De residuele nood aan CCS kan slechts vastgelegd worden indien duidelijk wordt of het objectief voor 2050, namelijk, CO_2-neutraliteit al dan niet wordt behaald.

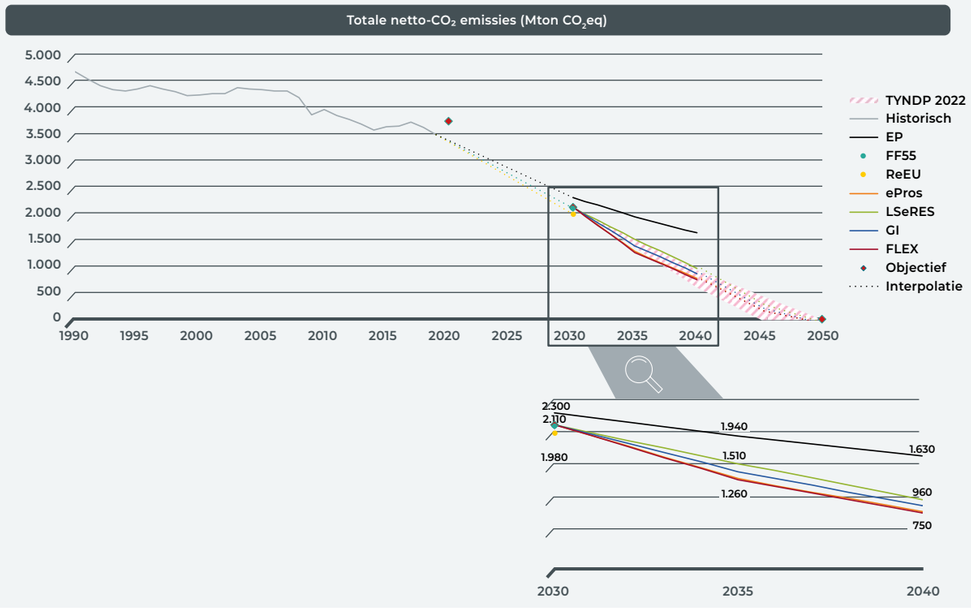
2.1.9.3. Totale BKG-emissies

In Figuur 2.42 worden de trajecten van de totale CO_2-emissies getoond voor de verschillende scenario's.

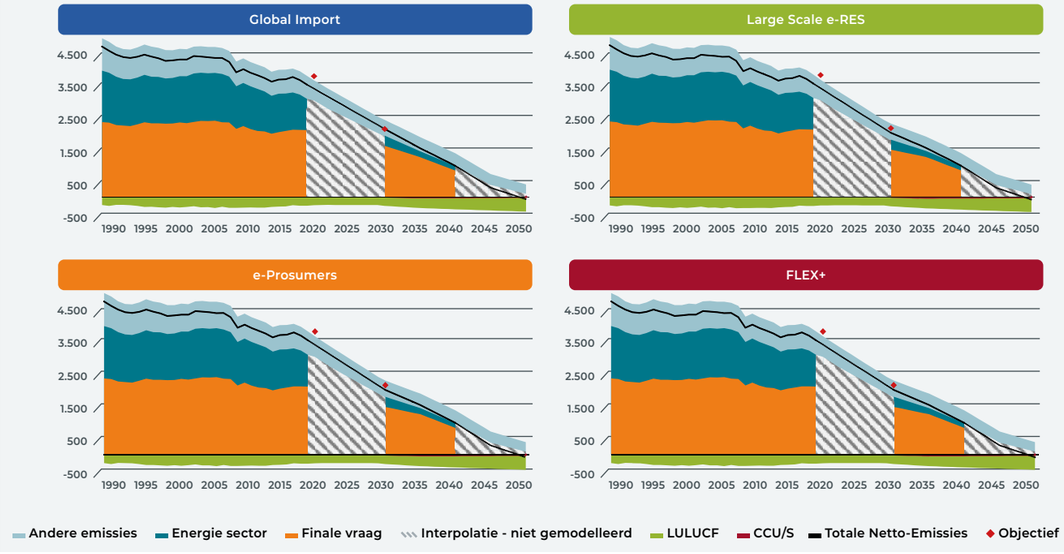
Voor de periode tot 2030 kan vastgesteld worden dat het "FF55"-scenario net de 55% reductiedoelstelling behaalt. Het "ReEU" scenario verkrijgt een additionele reductie van ongeveer 130 Mton, voornamelijk door een reductie in het gebruik van fossiel methaan door een versnelde uitrol van HEB en lokale productie van bio-methaan. Het "EP"-scenario haalt de doelstelling voor 2030 niet en het traject tot 2040 ligt niet in lijn met het traject dat nodig is voor het bekomen van CO_2-neutraliteit in 2050.

Voor de periode na 2030 zijn de verschillen tussen de scenario's beperkt met 215 Mton verschil tussen het hoogste en laagste scenario. Zoals aangetoond in §2.1.9.1 en visueel aangetoond in Figuur 2.43 zijn de verschillen in CO_2-emissies voor de elektriciteitsproductie beperkt en wordt het totale verschil tussen het scenario met de hoogste ("GI") en laagste ("ePros" & "FLEX") emissies voornamelijk verklaard door de uitstoot in de finale eindsectoren. In het "GI"-scenario is een aanzienlijk deel van de consumptie gebaseerd op moleculen die in 2035 en 2040 (nog) niet volledig decarboniseerd zijn. De decarbonisatie van de elektriciteitsproductie gebeurt sneller en dieper dan die van moleculen (bijvoorbeeld aardgas → bio-gas, grijze waterstof → groene waterstof...,). In de "ePros" en "FLEX" scenario's zorgt dit dan ook, door de hogere veronderstelde elektrificatie in deze scenario's, voor een snellere uitstootreductie. Tenslotte bevindt het "LSeRES" zich opnieuw centraal tussen het "GI" en "ePros" scenario. Hoewel de periode na 2040 niet volledig gemodelleerd is in deze studie, lijken de 4 lange termijn scenario's wel op weg naar CO_2-neutraliteit in 2050.

FIGUUR 2.42: NETTO CO_2-EMISSIES IN EU-27 IN $MTCO_2$ (INCL. LULUCF, EXCL. CCS "POST-COMBUSTION")



FIGUUR 2.43: NETTO CO_2-EMISSIES PER SCENARIO EN PER COMPONENT IN $MTCO_2EQ$. FINALE VRAAG KOMT OVEREEN MET DE EMISSIES VEROORZAAKT DOOR ENERGETISCH VERBRUIK IN DE FINALE EINDSECTOREN (GEBOUWEN, TRANSPORT EN INDUSTRIE), WAARBIJ EMISSIES DOOR ELEKTRICITEITSVERBRUIK IN DE 'ENERGIESECTOR' WORDEN GETELD



2.2 Een geïntegreerd energiesysteem

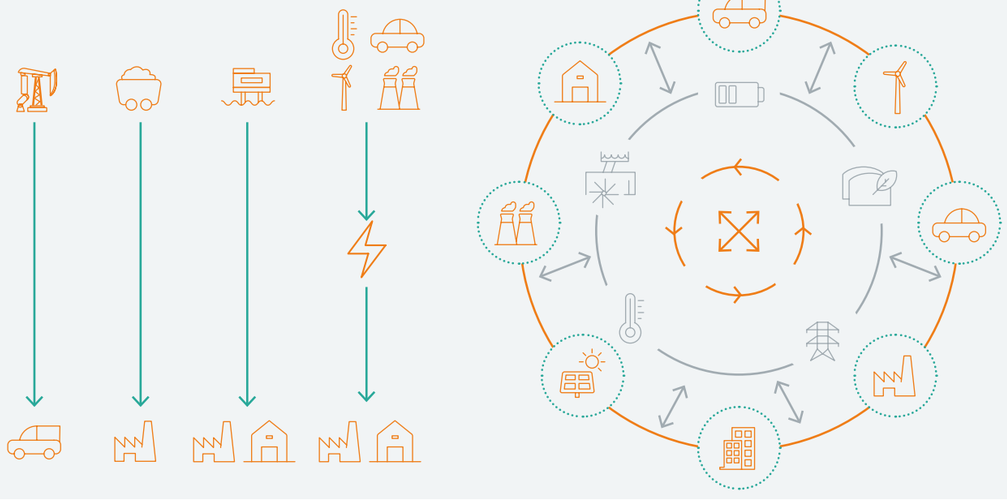
Dit hoofdstuk beschrijft eerst en vooral het concept “Geïntegreerd energiesysteem” zoals gedefinieerd in de **Energy System Integration Strategy** van de Europese Commissie [EUC-15] en zal tevens toelichten hoe het voorliggend Federaal Ontwikkelingsplan de coherentie bewaart met deze strategie en zich hierin mee inschrijft.

2.2.1. EEN GEÏNTEGREERD ENERGIESYSTEEM VOOR EEN KLIMAATNEUTRAAL EUROPA

Voor het bereiken van klimaatneutraliteit tegen 2050 en het realiseren van de ambities van de Green Deal (§1.2 De energietransitie – klimaatneutraliteit tegen 2050) is een transformatie van het energiesysteem van cruciaal belang. Het huidige energiesysteem volgt nog steeds in grote mate een lineair model, zoals getoond in Figuur 2.44. In dit systeem zijn de specifieke energiebronnen, op starre wijze gekoppeld aan specifieke eindgebruikerssectoren. Zo draaien de mobiliteitssector, de warmtesector en de industrie nog voornamelijk op fossiele brandstoffen. De elektriciteitssector haalt zijn primaire energiebehoefte reeds uit een breder gamma aan energiebronnen gaande van fossiele brandstoffen tot hernieuwbare energiebronnen zoals zon en wind en is aldus de sector die de meeste stappen tot een ontkoppeling tussen individuele productie- en verbruiksbronnen gezet heeft.

Deze parallelle systemen worden doorgaans onafhankelijk van elkaar gepland en beschikken over sectorspecifieke marktregels. Aangezien het meeste hernieuwbare potentieel beschikbaar is in bronnen die elektriciteit produceren, hebben de hernieuwbare bronnen tot op heden vooral hun intrede gevonden in het elektriciteitssysteem. Deze hernieuwbare productie-eenheden produceren natuurlijk slechts elektriciteit als de hernieuwbare bron zoals wind, zon, golfslag, … aanwezig is en zijn dus van nature “wisselvallig”, en niet-stuurbaar.

FIGUUR 2.44: VAN EEN LINEAIR (LINKS) NAAR EEN GEÏNTEGREERD ENERGIESYSTEEM (RECHTS)



Binnen zo een “verticale waardeketen” binnen een zekere sector treden er tevens op verschillende plaatsen inefficiënties op, zoals een lage energie-efficiëntie en hieruit volgend aanzienlijke energieverliezen in de vorm van afvalwarmte.

Deze evoluties zijn natuurlijk historisch gegroeid, maar met de technologische vooruitgang op het vlak van productie van energie, opslagsystemen en digitalisering ontstaan er opportuniteiten, gezien de samenleving hierdoor over steeds meer middelen beschikt om deze inefficiënties te vermijden of nuttig aan te wenden.

Het efficiënt realiseren van de doorgedreven decarbonisatie van alle sectoren, waarbij het potentieel van de volatiele niet-stuurbare hernieuwbare energiebronnen op een zo efficiënt mogelijke wijze kan worden ingezet in het volledige energiesysteem, is enkel mogelijk door een evolutie van de verschillende parallelle energiestromen naar **één geïntegreerd energiesysteem**, waarbij er tussen de verschillende energiedragers, infrastructuren en verbruikssectoren, uitwisselingen van energie kunnen ontstaan.

In dit kader dient er benadrukt te worden dat de integratie van het energiesysteem geen doel op zich is, dat ten alle koste gerealiseerd moet worden. Het is een middel om klimaatneutraliteit te bereiken. Van elke maatregel die in dit kader voorgesteld wordt, moet de bijdrage aan klimaatneutraliteit steeds beoordeeld worden, om er zeker van te zijn dat de baten de kosten overschrijden.

Integratie van het energiesysteem, zoals gedefinieerd in de eerder vermelde Europese strategie omtrent het realiseren van een geïntegreerd energiesysteem, omvat vier concepten die elkaar aanvullen en versterken.

(1) Ten eerste: De overgang naar een circulair systeem met **energie-efficiëntie in het centrum van het energiesysteem**. De minst energie-intensieve keuzes krijgen voorrang en onvermijdelijke afvalstromen worden hergebruikt voor energiedoeleinden en synergiën tussen sectoren worden benut.

(2) Ten tweede: een **grotere rechtstreekse elektrificatie van eindgebruikerssectoren**, zoals elektrische voertuigen en warmtepompen, maar ook in industriële processen.

(3) Ten derde: **het gebruik van hernieuwbare en koolstofarme brandstoffen, waaronder waterstof, voor eindtoepassingen waarin directe verwarming of elektrificatie niet haalbaar, niet efficiënt of duurder zijn**[14] .

(4) Ten vierde: **een meer “multi-directioneel” systeem, waarbij de consumenten een actieve rol spelen in de energievoorziening en –vraag**.

De volgende paragrafen bespreken deze principes meer in detail en zullen deze ook kaderen in het licht van het voorliggende ontwikkelingsplan en de Belgische context. Het is niet de bedoeling om deze concepten exhaustief te bespreken. Daarvoor wordt verwezen naar de tekst van de Europese Commissie.

2.2.2. ENERGIE-EFFICIËNTIE IN HET CENTRUM VAN HET NIEUWE ENERGIESYSTEEM

De notie van “energie-efficiëntie eerst” vormt de kern van de systeemintegratie. In de eerste plaats zorgt een reductie van de energievraag er immers voor dat minder energie opgewekt moet worden, en dat de negatieve effecten hiervan dus niet optreden. Ten tweede is het weinig waarschijnlijk dat het hernieuwbare energiepotentieel in Europa toereikend is om de volledige toekomstige energievraag af te dekken [ELI-3]. Om de afhankelijkheid aan import te beperken is het dus belangrijk om onze lokaal geproduceerde energie zo efficiënt mogelijk te benutten. Tenslotte leidt energie-efficiëntie tot een daling van de totale investeringsbehoeften en kosten in verband met energieproductie, -infrastructuur en -gebruik. Ook het ruimtegebruik en gebruik van materiele hulpbronnen neemt af.

Het reduceren van de algemene energievraag leidt tot een groter belang van de oplossingen aan de **vraagzijde**. Oplossingen aan de vraagzijde is in dit kader breed te interpreteren vanuit een volledig systeemperspectief, en dient de volledige keten van productie tot consumptie mee in rekening te brengen. De oplossingen aan de vraagzijde verwijzen enerzijds naar een reductie van het finaal gebruik van energie (door bijvoorbeeld woningen beter te isoleren) en anderzijds naar het “slimmer” sturen van de vraag om zo een verbruiksprofiel te krijgen dat is afgestemd op de volatiele productie van hernieuwbare bronnen en de nood aan minder efficiënte piek productie-eenheden verminderd. Van dit laatste concept wordt er een significant potentieel verwacht en voorbereidingen om dit te realiseren zijn dan ook lopende. Langs de ene kant is er de “hardware” kant, zoals de uitrol van de slimme meters door de distributienetbeheerder. Aan de andere kant moeten er ook de nodige processen, standaarden en marktconcepten uitgewerkt te worden. Het is in dit kader dat Elia door middel van een “**Consumer Centric Market Design**” er volop op inzet om dit potentieel in kaart te brengen en uiteindelijk in de praktijk om te zetten. In §2.2.5 Multi-directioneel energiesysteem, wordt dit uitvoerig behandeld.

14 Zoals bijvoorbeeld in het geval van hoge temperatuursprocessen.

Vervolgens kan men door aan de vraagzijde gebruik te maken van elektriciteit in plaats van andere fossiele energiedragers ook veel aan efficiëntie winnen, wanneer de volledige keten van productie tot verbruik in acht genomen wordt. De paragraaf 2.2.3 een grotere rechtstreekse elektrificatie van de eindgebruikerssectoren handelt hierover in meer detail.

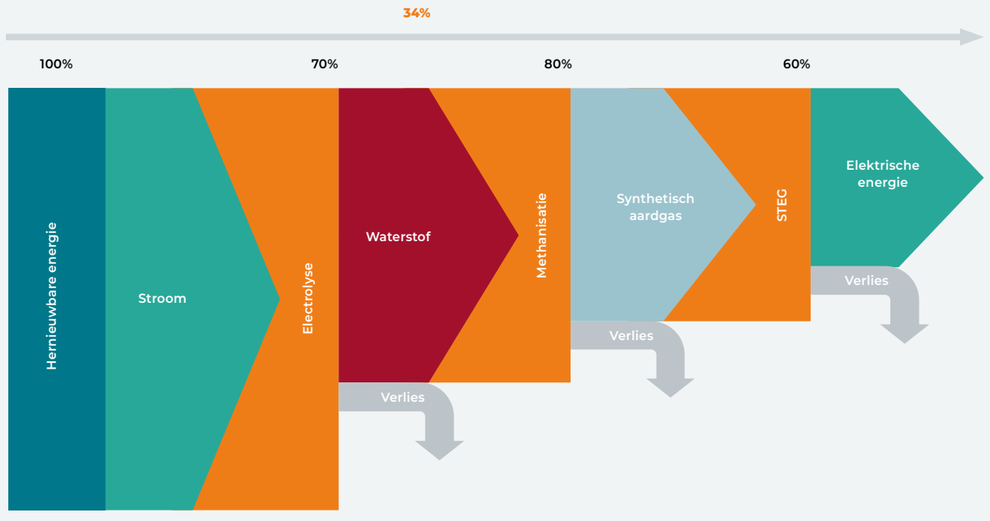
In dit kader is het optimaal benutten van reeds bestaande infrastructuur ook een zeer belangrijke hefboom waar Elia maximaal gebruik van maakt. In het kader van de bespreking van de ontwikkelingsmethodologie (§1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net) wordt toegelicht welke maatregelen Elia in dit verband toepast.

Ook na het toepassen van voorgaande concepten, is nieuwe infrastructuur op dit moment in de energietransitie onontbeerlijk. Opwekking van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen is immers gebonden aan de geografische locaties waar het potentieel voor die bron zich bevindt. Deze locaties bevinden zich meestal op grotere afstand van de verbruikerscentra, in tegenstelling tot klassieke elektriciteitscentrales waarbij er qua locatie een veel grotere keuzevrijheid was en die doorgaans veel dichter bij de grote verbruikerscentra geplaatst konden worden. Het transport van dergelijke hernieuwbaar opgewekte elektriciteit noodzaakt dan ook de verdere uitwerking van infrastructuur. Ook bij de realisatie van deze nieuwe infrastructuur dient het principe van energie-efficiëntie maximaal toegepast te worden en dus de meest efficiënte energiedrager te gebruiken voor de respectievelijke energienoden, rekening houdend met de volledige keten van productie tot consumptie. Op deze manier worden energieverliezen door opeenvolgende conversies (power-hydrogen-to-power) van de ene drager naar de andere vermeden.

Om verspilling van energie te vermijden door talloze energieomzettingen, dient steeds de meest efficiënte energiedrager gebruikt te worden voor de bijhorende finale energienood.

Figuur 2.45 illustreert op een schematische wijze het **transport van elektrische energie** door gebruik te maken van een andere energiedrager gebaseerd op moleculen. In dit voorbeeld wordt uitgegaan van de productie van elektrische energie op basis van hernieuwbare energie die rechtstreeks elektriciteit levert, zoals bijvoorbeeld windturbines. Verder is er een bijkomende omzettingsstap naar synthetisch aardgas omwille van de compatibiliteit met de bestaande aardgasinfrastructuur. De energie-efficiëntie van een dergelijke keten heeft een efficiëntie van 34%. Er gaat dus ongeveer 60 % van de energie verloren, wat in tegenspraak is met het principe van energie-efficiëntie. Rechtstreeks waterstof transporteren, en zo de omzetting naar synthetisch aardgas vermijden, is technisch ook mogelijk en heeft een hogere energie-efficiëntie van ca. 42%, maar vereist dan wel de nodige waterstofinfrastructuur.

FIGUUR 2.45: ILLUSTRATIE VAN EEN KETEN WAARBIJ MOLECULEN GEBRUIKT WORDEN VOOR HET TRANSPORT VAN ELEKTRICITEIT



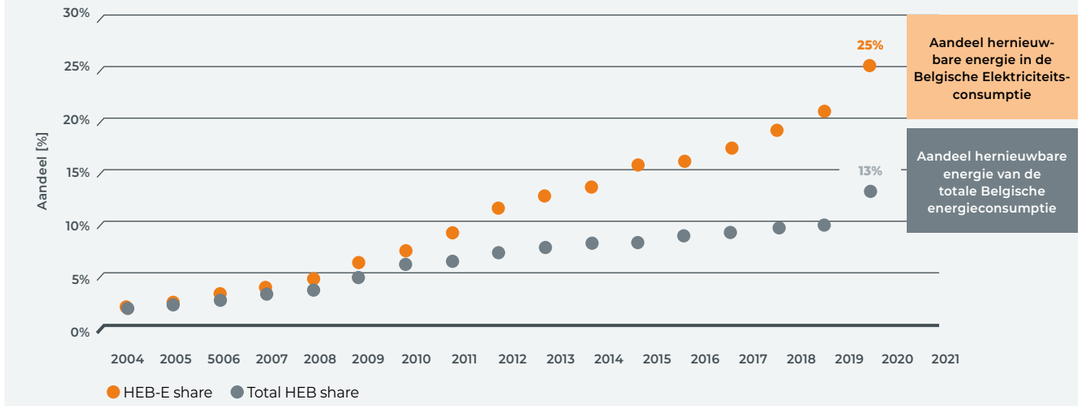
Voor eenzelfde CO_2-reductie in het finaal energieverbruik, dient het efficiëntieverlies gecompenseerd te worden aan de productiezijde. Er zou tot 3 keer meer geïnstalleerd vermogen aan hernieuwbare energie (dus bijvoorbeeld 3 keer meer windmolens) nodig zijn, maar daarenboven ook bijkomende infrastructuur om de energie-omzettingen te realiseren.

In het geval van een elektrisch eindgebruik, is de rechtstreekse integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem de meest efficiënte manier.

Ermee rekening houdend dat het meeste hernieuwbare potentieel beschikbaar is in bronnen die elektriciteit produceren is in het geval van een elektrisch eindgebruik, de rechtstreekse integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem de meest efficiënte manier.

Dit principe is natuurlijk algemeen geldig, maar in het kader van de Belgische context is dit van bijzonder belang. Figuur 2.46 toont dat het aandeel aan hernieuwbare energie in de Belgische elektriciteitsconsumptie ongeveer 25 % in 2020 bedraagt. Hieruit volgt duidelijk dat er nog een lange weg te gaan is.

FIGUUR 2.46: AANDEEL HERNIEUWBARE ENERGIE IN DE BELGISCHE ENERGIE EN ELEKTRICITEITSCONSUMPTIE [NEK-2],[EUC-16]



Tevens beschikt België slechts over een beperkt potentieel aan hernieuwbare energie. België moet dus maximaal gebruiken maken van de bestaande bronnen en inefficiënties maximaal vermijden.

Betreffende een gezamenlijke infrastructuurplanning over sectoren heen, is het belangrijk om de focus te houden op die stappen in het planningsproces waar een gemeenschappelijke planningsaanpak inderdaad bijdraagt aan een efficiëntere configuratie van het energiesysteem. Gezamenlijke **verhaallijnen**, toegepast over sectoren heen en gebaseerd op uitgebreide betrokkenheid van belanghebbenden evenals sector overschrijdende optimalisaties, moeten de basis vormen voor het ontwikkelen van meer consistente en coherente reeksen scenario's over de toekomstige evolutie van het energielandschap. Sector overschrijdende projectevaluatie moet worden beperkt tot die projecten die daadwerkelijk een impact hebben in verschillende sectoren. Een dergelijke aanpak zorgt ervoor dat de interacties op de juiste manier in kaart gebracht worden en zorgt voor een transparante en natuurlijke integratie met de **sectorspecifieke ontwikkelingsplannen**.

Op het macroniveau van de scenario's wordt er reeds rekening gehouden met bepaalde sector overschrijdende impacten (§2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet). Tevens is er op het niveau van ENTSO-E reeds een aanpak [ENT-6] uitgewerkt om in het planningsproces een Multi-Sectoriele aanpak uit te werken en te implementeren. Het doel is tweeërlei en volledig in lijn met bovenstaande principes. In de eerste plaats zullen de verhaallijnen en bijhorende scenario's stapsgewijs evolueren naar scenario's die een zicht geven op het volledige energiesysteem, en niet enkel op de elektriciteitssector. Hierin is de eerste stap reeds genomen aangezien de scenario's opgemaakt voor het TYNDP samen met de gassector worden ontwikkeld.

In de tweede plaats wordt er gewerkt aan een methodologie die moet toelaten om te identificeren of een project in een bepaalde sector daadwerkelijk een impact heeft op een andere sector en om dan de impact van dat project op de andere sector te evalueren. Ook hier wordt een stapsgewijze aanpak gehanteerd. Na het op punt stellen van de methode en uitwerking binnen het kader van het TYNDP, zal dit ook zijn ingang vinden in de nationale ontwikkelingsplannen.

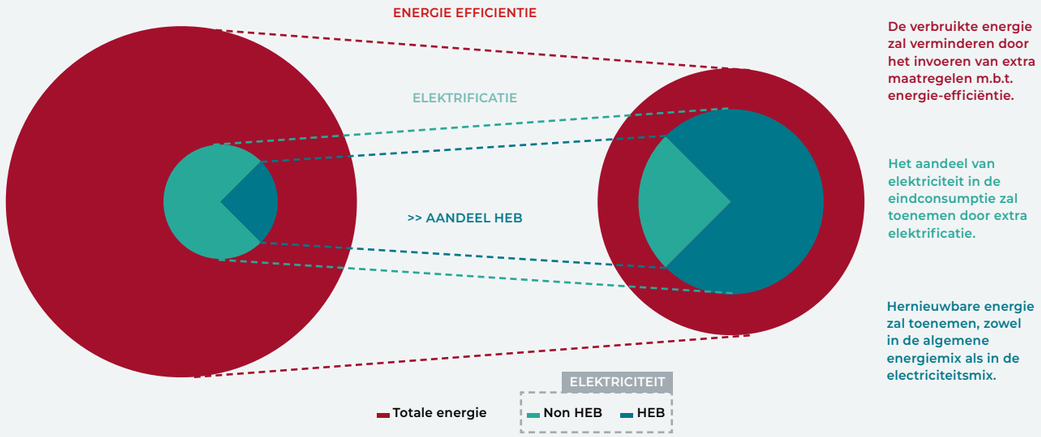
2.2.3. EEN GROTERE RECHTSTREEKSE ELEKTRIFICATIE VAN EINDGEBRUIKERSSECTOREN

Elektrificatie betekent dat voor een bepaalde eindtoepassing van energie, waar traditioneel gebruik gemaakt wordt van andere energiedragers, er overgeschakeld wordt naar elektriciteit als energiedrager. De meest bekende voorbeelden zijn het gebruik van elektrische voertuigen, ter vervanging van voertuigen op fossiele brandstoffen of het gebruik van warmtepompen voor het verwarmen van woningen. Het potentieel van een doorgedreven elektrificatie wordt volgens de ESI-strategie van de Europese Commissie ingeschat op een daling van de primaire energie met een derde [EUC-15]. Elektrische voertuigen hebben bijvoorbeeld een efficiëntie van ~80% van tank tot wiel, tegenover slechts 30% voor verbrandingsmotoren [AEN-1]. Warmtepompen kunnen warmte opwekken met drie tot vier keer minder energie dan ketels.

Het totaal finaal energieverbruik zal in de toekomst dalen door de toename in efficiëntie. Het deel “elektrische energie” zal hierdoor echter toenemen en een groter deel van het finale energieverbruik afdekken.

Gezien dit potentieel, bevat de Europese Strategie dan ook een waaier aan maatregelen die de verdere elektrificatie van bepaalde sectoren moet versnellen.

FIGUUR 2.47: SCHEMATISCHE WEERGAVE VAN DE EVOLUTIE VAN HET ENERGIEVERBRUIK [CMT-1]



Deze doorgedreven elektrificatie zal het elektriciteitsverbruik aanzienlijk doen toenemen in de toekomst. Deze toenemende vraag naar elektriciteit zal grotendeels afgedekt moeten worden met een toenemende integratie van hernieuwbare energie, bovenop hetgeen dat nodig is voor het afdekken van de huidige elektriciteitsvraag.

Directe elektrificatie gecombineerd met een toenemende integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem, is een rechtstreekse implementatie van het basisprincipe “Energie Efficiëntie Eerst”, en is de aangewezen strategie om de CO_2-emissies in het energiesysteem op de korte termijn te reduceren.

Het spreekt voor zich dat het transmissienet tijdig aangepast moet worden om deze evolutie te kunnen faciliteren. In het kader van voorliggen ontwikkelingsplan, vormen mogelijke elektrificatie trajecten een belangrijke differentiërende parameter voor het ontwikkelen van de verschillende scenario’s (§2.1 Scenario’s voor de ontwikkeling van het transmissienet). Door deze integratie in de scenario’s houden de markt- en netstudies hier ook impliciet rekening mee. Hierbij dient wel de kanttekening gemaakt te worden, dat er op vlak van het elektrificatiepotentieel binnen de industrie nog veel onzekerheid bestaat. Verdere studies zijn nodig om de lokale impact, op niveau van de individuele aansluiting van industriële installaties, duidelijk in kaart te brengen. Voor wat betreft de industrie rechtstreeks aangesloten op het Elia-net is een eerste verkennende studie te raadplegen in §3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België.

In dit kader behandelt §3.7 Elektrische voertuigen, warmtepompen en gedecentraliseerde hernieuwbare bronnen de lokale impact van deze evoluties op de transformatiecapaciteit naar het distributienet, op de horizon 2034, meer in detail.

2.2.4. HET GEBRUIK VAN HERNIEUWBARE EN KOOLSTOFARME BRANDSTOFFEN

Hoewel rechtstreekse elektrificatie en hernieuwbare warmte in vele gevallen de meest kosteneffectieve en energie-efficiënte opties voor decarbonisatie zijn, zijn die in een aantal eindtoepassingen niet haalbaar of brengen ze hogere kosten met zich mee. Een belangrijk deel van het energiesysteem zal dus nog structureel afhangen van andere energiedragers dan elektriciteit. Deze “moeilijk te elektrificeren sectoren” dienen nog steeds beroep te doen op moleculen als energiedrager. Coherent met **Groene Elektronen** (elektriciteit) wordt er wel al eens gesproken van **Groene Moleculen**.

Een veelbelovende energiedrager voor vergroening is waterstof. Deze molecule wordt in de industrie al intensief gebruikt als energiedrager maar ook als grondstof voor tal van chemische processen, en wordt momenteel hoofdzakelijk gemaakt op basis van fossiele brandstoffen. Via elektrolyse van water – voorzien van elektriciteit afkomstig van hernieuwbare energiebronnen – kan ‘groene’ waterstof aangemaakt worden. Deze ‘groene’ waterstof kan dan als bouwsteen dienen voor het aanmaken van andere energiedragers zoals ammoniak, methaan of methanol die ook een belangrijke rol spelen als grondstof in de industrie.

De elektrolyse van water is een proces dat al decennialang bestaat. Het wordt vandaag enkel toegepast in specifieke industriële toepassingen. Voor grootschalige productie van waterstof wordt dit proces niet gebruikt vanwege de hoge kost. De Europese Unie stimuleert echter wel de ontwikkeling van deze technologie om de kosten te doen dalen en de efficiëntie van het proces te verhogen.

Het ontwikkelen van proefprojecten rond waterstof en groene moleculen zal Europa helpen om de rol van verschillende energiedragers beter te begrijpen en om haar technische expertise hieromtrent verder te ontwikkelen, en later te kunnen exporteren naar landen buiten haar grenzen.

In November 2021 publiceerde de Belgische federale regering in dit kader een Belgische waterstofstrategie [BEL-7].Deze federale waterstofstrategie wil België zo goed mogelijk voorbereiden op de klimaatuitdagingen, naast de technologische en economische uitdagingen van de komende decennia. Deze strategie schrijft ook zich in, in de EU-waterstofstrategie in en berust op 4 pijlers:

Pijler 1 - België positioneren als draaischijf voor de invoer en doorvoer van hernieuwbare moleculen in Europa

- **Sinds 2021:** samenwerken met belangrijke partners om de drie belangrijke invoerroutes voor hernieuwbare moleculen op te zetten.
- **In 2022:** de uitbouw van een infrastructuur voor de invoer van waterstof steunen om tegen 2026 de eerste invoer van H2-moleculen (of van H2-derivaten tot H2-moleculen te kraken) mogelijk te maken.
- **In 2023:** samen met de Belgian Hydrogen Council masterclasses over waterstof organiseren om nauwe banden aan te knopen met belangrijke exportpartners.
- **In 2023-2024:** onderzoeken hoe de te ontwikkelen elektriciteits- en waterstofnetwerken in de Noordzee elkaar kunnen aanvullen.

Pijler 2 - België als leider in waterstoftechnologieën

- **In 2021:** onderzoek en proefprojecten inzake waterstoftechnologie steunen via de twee federale fondsen voor onderzoek en ontwikkeling (Energietransitiefonds en oproep 'Clean hydrogen for clean industry').
- **Tegen 2025:** een testinfrastructuur voor waterstof opzetten.
- **Tegen 2026:** een beperkte elektrolysecapaciteit van minimaal 150 MW uitbouwen.

Pijler 3 – Een robuuste waterstofmarkt

- **In 2022:** Vaststelling van een kader voor een optimale planning van transportnetwerken voor energie.
- **In 2022-2023:** Aanpassing van het wet- en regelgevend kader voor het vervoer van waterstof via pijpleidingen.
- **In 2023-2024:** samen met de gewesten en/of Europa onderzoeken hoe de federale regering kan mee helpen opzetten dat de vraag naar hernieuwbare waterstofmoleculen en -derivaten ontsluit.
- **Tegen 2025:** een Europese vrijwillige certificeringsregeling en een register voor waterstofmoleculen en -derivaten uitwerken.
- **Tegen 2025:** een marktcentrum voor waterstofmoleculen en -derivaten gekoppeld aan fysieke leveringshubs in België opzetten.
- **Tegen 2026:** 100 tot 160 km extra pijpleidingen voor waterstof (nieuw en/of hergebruikt) aanleggen die onder niet-discriminatoire derdentoegang worden geëxploiteerd.
- **Tegen 2028:** het Belgische netwerk voor het vervoer van waterstof met dat van Duitsland, Frankrijk en Nederland verbinden.

Pijler 4 – Samenwerking als belangrijke succesfactor

- Totstandbrenging van een structurele dialoog over waterstof binnen België
- Een proactieve en dynamische houding aannemen in waterstofwerkgroepen (Benelux, Pentalateraal Energieforum, Europese Unie)
- Vertegenwoordiging van België in internationale waterstoforganisaties en -fora
- Voortdurende interactie met de sector, onderzoeksinstellingen en burgers om deze waterstofstrategie up-to-date te houden met de evolutie van de uitdagingen en behoeften

Zoals aangetoond in Figuur 2.45 is de omzetting van elektrische energie naar een gasvormige energiedrager en dan terug naar elektriciteit, vooral nuttig in een beperkt aantal, zeer specifieke situaties. Hierdoor zijn elektriciteits- en gasinfrastructuren complementair, en vervangen ze elkaar niet.

Elektriciteit en koolstofarme brandstoffen zijn geen concurrenten in de transitie van het energiesysteem. Beide vervullen ze een fundamentele en complementaire rol in de evolutie naar een koolstofarme samenleving.

Het voorliggend federaal ontwikkelingsplan beschikt, op de horizon van het plan, over de nodige onthaalcapaciteit voor het aansluiten van installaties[15] die dergelijke alternatieve brandstoffen produceren op basis van elektriciteit (zoals elektrolyse installaties voor de productie van waterstof), indien deze in een geschikte cluster geplaatst worden en onder voorwaarde van de realisatie van de voorgestelde netversterkingen. Onder "geschikte clusters" moeten de locaties die zich dicht bevinden bij belangrijke bronnen van hernieuwbare energie (zoals de kustregio) of locaties dicht bij een goed uitgebouwd net worden verstaan.

15 Uitgaande van de aantallen en volumes zoals voorzien in de Belgische Waterstofstrategie.

2.2.5. MULTI DIRECTIONEEL SYSTEEM

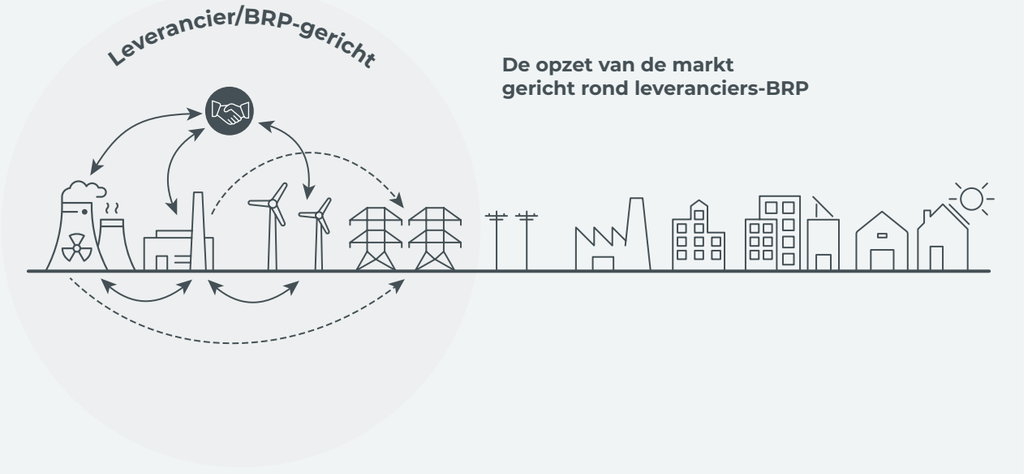
De uitrol van bovenstaande concepten verandert het energiesysteem duidelijk op een fundamentele wijze. Aan de **aanbodzijde** worden klassieke centrale productie-eenheden immers vervangen door hernieuwbare energiebronnen, zowel op grote schaal (vb. offshore wind) als op een meer lokale schaal (vb. zonnepanelen). De klassieke productie-mix had als fundamentele eigenschap dat ze in grote mate de geleverde elektrische energie (dus het aanbod) kon afstemmen op de vraag naar elektrische energie. Zolang er voldoende capaciteit beschikbaar was, konden de gas- en steenkoolcentrales immers relatief eenvoudig hun productie verhogen of verlagen, men kon ze als het ware flexibel inschakelen.

Het energiesysteem verandert op fundamentele wijze. Waar in het verleden het evenwicht van de energiebalans tussen productie en afname bewaakt werd aan de productiezijde, dient in de toekomst deze rol geleidelijk overgenomen te worden door de vraagzijde. Om dit te realiseren dient de huidige marktwerking te evolueren.

De klassieke Belgische kerncentrales beschikken in hun ontwerp niet over deze flexibiliteit en hebben dus een constante energieproductie. Deze eigenschap ligt aan de basis van het invoeren van het tweevoudige dag- en nachttarief. Door het tarief 's nachts en in het weekend te verlagen ten opzichte van de weekdagen, werden verbruikers gestimuleerd om, waar mogelijk, hun verbruik te verschuiven naar de periodes van lage tarieven. Zo werd het verbruik beter afgestemd op deze niet-flexibele nucleaire productie-eenheden. Dit is een vroege vorm van "actieve vraagsturing" of "Demand-Side Response" (DSR).

De hernieuwbare productie-eenheden produceren natuurlijk slechts elektriciteit als de hernieuwbare bron zoals wind, zon, golfslag, ... aanwezig is. Deze bronnen zijn van nature eerder "wisselvallig" en beperkt flexibel.

FIGUUR 2.48: BESTAANDE MARKTWERKING MET DE LEVERANCIERS IN EEN CENTRALE ROL

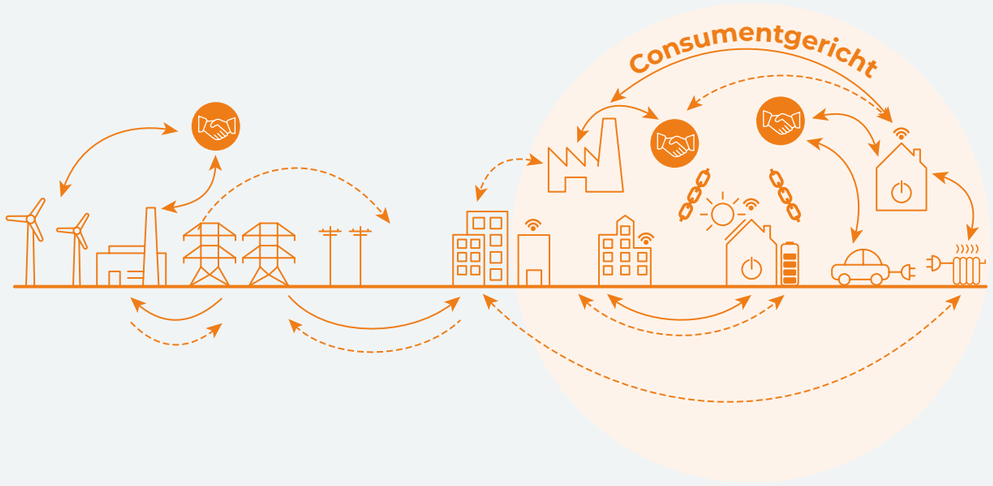


Ook de **vraagzijde** ondergaat een sterke evolutie. In de eerste plaats ontstaan er, gedreven door de elektrificatie, nieuwe toepassingen die van nature over een aanzienlijk potentieel aan flexibiliteit beschikken. Elektrische voertuigen staan immers een groot deel van de dag geparkeerd, en kunnen hun laadgedrag bijvoorbeeld afstemmen op de productie van elektriciteit op basis van zonne-energie [ELI-12] of kunnen zelfs elektriciteit injecteren in het net, wanneer het systeem hierom vraagt.

Ten tweede is er ook de technologische vooruitgang, zoals digitale meters, cloud computing, internet of things... die het mogelijk maakt voor de consumenten om hun energieverbruik op elk moment actief te sturen en vooral te verbruiken wanneer er een overschot is aan hernieuwbare bronnen, en minder wanneer er een tekort is in het systeem **zonder een verlies aan comfort**.

Waar in het verleden het evenwicht in deze energiebalans tussen productie en afname, zoals hierboven beschreven, bewaakt werd aan de productiezijde, dient in de toekomst deze rol overgenomen te worden door de vraagzijde.

FIGUUR 2.49: TOEKOMSTIGE MARKTWERKING, WAARIN DE CONSUMENTEN EEN CENTRALE ROL OPNEMEN IN HET BEHOUDEN VAN HET EVENWICHT TUSSEN VRAAG EN AANBOD



Ondanks de technologische vooruitgang, is de groei van de participatie door particuliere eindgebruikers aan deze flexibiliteit nog steeds beperkt. Eén van de belangrijkste redenen hiervoor is dat de huidige marktwerking nog steeds een aantal barrières bevat dewelke een actieve deelname van kleine flexibele uitrustingen blokkeren.

Elia ondersteunt volledig het principe van een Multi-directioneel systeem dat een flexibel gebruik van toestellen op het niveau van het huishouden mogelijk maakt. Elia is dan ook sterk geëngageerd om deze concepten realiteit te maken en op die manier het potentieel aan flexibiliteit in het elektrische systeem beschikbaar te maken. Het gebruik van deze intrinsieke flexibiliteit zal immers leiden tot een beter operationeel beheer van het net en een meer efficiënte marktwerking, terwijl tegelijkertijd de decarbonisatie ondersteund wordt en het comfort voor de eindgebruiker verbetert.

Reeds enkele jaren geleden was Elia al een voortrekker in de introductie van een market design voor industriele DSR. Dit creëerde een nieuw ecosysteem van flexibiliteits-aggregatoren, en liet toe aan industriële klanten om hun flexibiliteit ook te valoriseren. Gezien de verwachte sterke groei van het industriële elektrisch verbruik, ten gevolge van een doorgedreven elektrificatie van industriële processen, is het van belang dat het hierin beschikbare potentieel aan flexibiliteit ook ten volle benut kan worden.

In dit kader werkt Elia dan ook aan de volgende stap: de implementatie van een **Consumer-Centric Market Design** (CCMD). Dit marktontwerp zal toelaten aan alle consumenten om de flexibiliteit ingebed in hun toestellen in te zetten in de elektriciteitsmarkt. Voor een volledige beschrijving hiervan kan de volledige “white paper” [ELI-13] worden geraadpleegd.

FIGUUR 2.50: CONCRETE VOORBEELDEN VAN DE MOGELIJKHEDEN DIE CCMD MET ZICH MEE BRENGT

Eindverbruikers kunnen overtollige PV-productie verkopen terwijl ze op vakantie zijn...

...kunnen beslissen van welke elektriciteitsbronnen zij hun elektriciteit willen ontvangen...

...kunnen hun elektrische wagens opladen waar ze maar willen en ontvangen één geconsolideerde energierekening...

...en dankzij het Internet of Things, dat voor connectiviteit tussen hun verschillende apparaten zorgt, is er geen extra submeteringhardware nodig.

De uitrol van het Consumer Centric Market Design, zoals uitgewerkt door Elia zal toelaten om het potentieel aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in kaart te brengen en te benutten, zodoende dat dit in rekening gebracht kan worden binnen de netontwikkeling.

2.3 Technologie in de Energietransitie

Het realiseren van de energie-transitie en de integratie van hernieuwbare energiebronnen op grote schaal, vereist dat het elektriciteitsnet zich aanpast met een ongeëvenaarde snelheid. Technische vooruitgang op verschillende vlakken is een onmisbare pijler om dit mogelijk te maken.

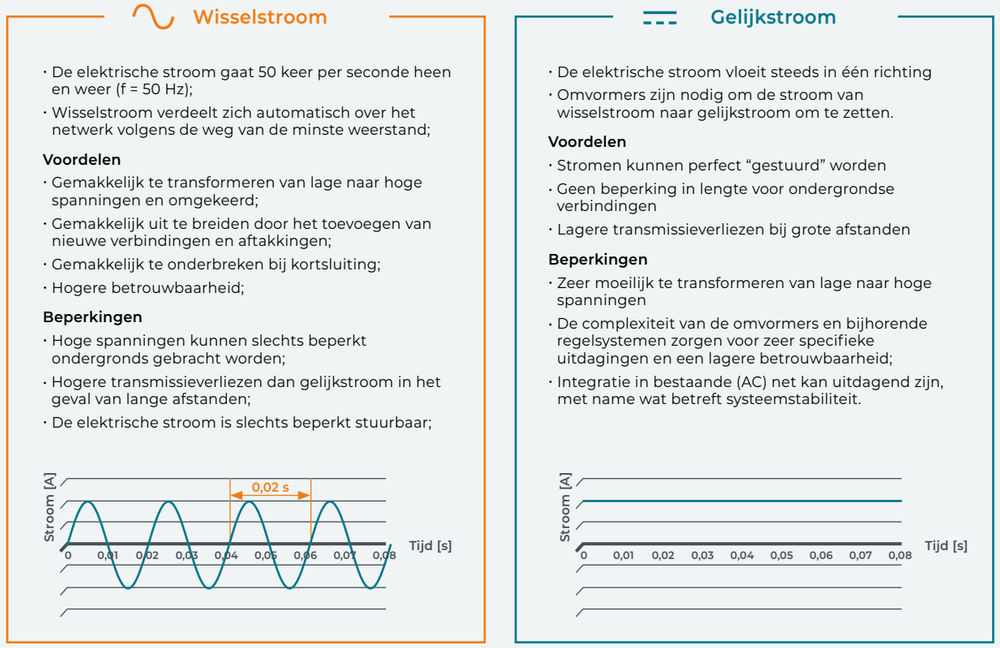
In dit kader voert Elia continu onderzoek naar nieuwe oplossingen en technologieën om deze ambities ook realiteit te kunnen maken. Het doel van deze sectie is om voor enkele cruciale technologieën meer klaarheid te scheppen over hun werking, hun rol in de energietransitie, de relevante uitdagingen en de stand van zaken in hun ontwikkeling.

2.3.1. HVDC OF HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT

HVDC of High Voltage Direct Current verwijst naar het gebruik van gelijkstroom op zeer hoge spanning in plaats van de gangbare wisselstroom. Figuur 2.51 toont het verschil tussen beide types van stroom. In een gelijkstroom verbinding is de spanning constant en loopt de stroom steeds in de dezelfde richting voor een gegeven vermogen uitwisseling. Bij **wisselstroom daarentegen is de stroom sinusvormig** en gaat de stroom meerdere keer per seconde heen en weer. Hoe vaak dit binnen 1 seconde gebeurt, noem je de frequentie. In Europa gebeurt dit 50 keer per seconde en is de frequentie dus 50 Hertz[16]. Alhoewel de frequentie dezelfde is doorheen Europa, bestaan er verschillende blokken van geïnterconnecteerde netten die hun eigen “hoek” hebben. We spreken over synchrone elektriciteitsnetwerken en er zijn er 5 in Europa. Het Belgische elektriciteitsnet maakt deel uit van het grootste synchrone zone: “continentaal Europa”.

16 In andere delen van de wereld wordt soms een andere frequentie gebruikt, zoals 60 Hertz in de Verenigde Staten.

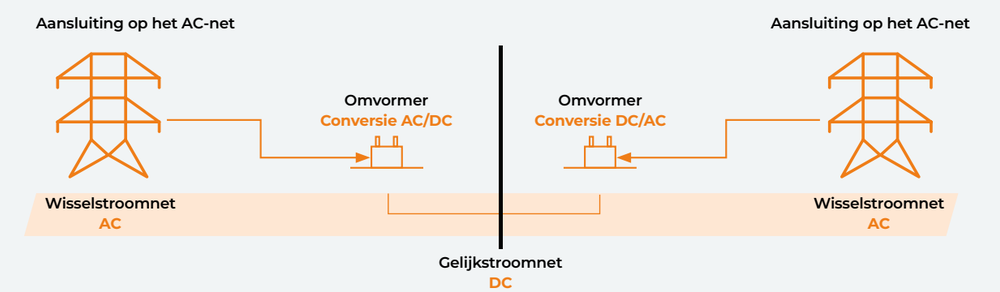
FIGUUR 2.51: WISSELSTROOM EN GELIJKSTROOM



Het Europese elektriciteitsnet bestaat voor ~98% uit wisselstroom. Een van de voornaamste redenen hiervoor is dat wisselstroom makkelijk te transformeren is naar hoge spanningen. Hoge spanningen zijn immers, zowel bij gelijkstroom als bij wisselstroom, nodig om de verliezen binnen de perken te houden als er transport van elektriciteit over grote afstanden noodzakelijk is.

Aangezien een gelijkstroomverbinding fundamenteel anders werkt dan een wisselstroomverbinding zijn er specifieke **omvormers** nodig die de elektriciteit omvormen van gelijkstroom naar wisselstroom of omgekeerd. Dit gebeurt via specifieke **conversiestations**. Figuur 2.52 toont dit principe waarbij een gelijkstroomverbinding wordt ingepast in het wisselstroomnet.

FIGUUR 2.52: INPASSING GELIJKSTROOMVERBINDING IN BESTAAND WISSELSTROOMNET



De gebruikte technologie in deze omvormers heeft de laatste decennia reeds een opmerkelijke evolutie gemaakt. Deze technologische vooruitgang is ook de reden dat gelijkstroom de laatste 20 jaar in steeds meer toepassingen in het hoogspanningsnet gebruikt kan worden.

Verwacht wordt dat deze technologie in de toekomst zelfs een fundamentele rol zal spelen in de realisatie van de ambitie binnen de green deal om CO_2-neutraliteit tegen 2050 te bereiken. Europa zet immers sterk in op de ontwikkeling van massale hoeveelheid offshore wind in Europese wateren. In zijn "Strategie voor hernieuwbare offshore-Energie" [EUC-17], stelt de Europese Commissie voor, de Europese offshore-windcapaciteit te verhogen tot ten minste 60 GW in 2030 en tot 300 GW in 2050. De integratie van dergelijke grote hoeveelheden hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem leidt ertoe dat grote vermogens over grote afstanden onderzees en op het land getransporteerd moeten worden. Het uitbouwen van een offshore net voor elektriciteitstransmissie dat deze stromen kan vervoeren, is enkel mogelijk in HVDC-technologie.

Actueel kan de HVDC-technologie echter ook nog geen volledig antwoord bieden op alle hieraan gelinkte uitdagingen. In de volgende paragrafen zal eerst een bijkomende toelichting gegeven worden over de conversiestations en omvormers gebruikt in de HVDC-technologie, gezien een basisbegrip hiervan nodig is om de uitdagingen te begrijpen. Vervolgens wordt een overzicht gegeven van de huidige mature toepassingen van HVDC-technologie, om over te gaan tot de toekomstige uitdagingen.

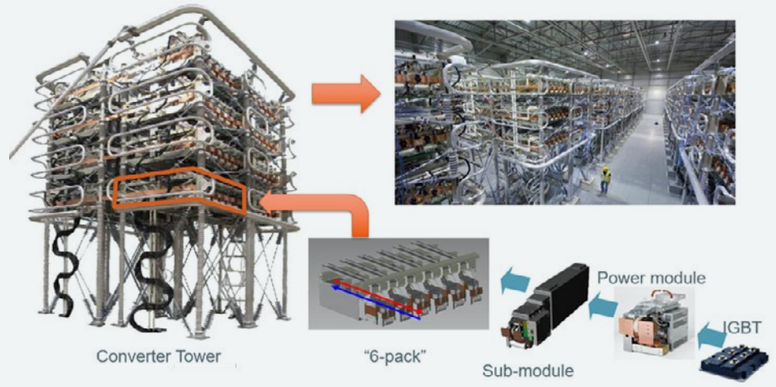
CONVERSIESTATIONS

Een **conversiestation** bestaat uit verschillende onderdelen zoals transformatoren, hoogspanningstoestellen, koelinstallaties, controleruimtes en als belangrijkste onderdeel, de omvormer. De omvormer is opgebouwd uit een matrix van zeer veel kleine elektronische schakelaars. Gezien deze schakelaars een zeer hoge stroom kunnen voeren, worden deze ook wel vermogen-elektronica genoemd. Deze elementen zijn het hart van het conversiestation en zorgen voor de effectieve **omzetting van wisselstroom naar gelijkstroom en omgekeerd**. Onderstaande figuur geeft de visualisatie van het conversiestation van Nemo Link weer met een vermogen van 1.000MW.

FIGUUR 2.53: VISUALISATIE VAN EEN CONVERSIESTATION (NEMO LINK - 1.000 MW)

Vertrekkende van de basiscomponenten, de vermogenselektronica schakelaars (IGBT[17] i.e. Insulated-Gate Bipolar Transistor), worden meer dan 2000 modules samengesteld en opgebouwd tot een geheel dat in staat is om de omvorming van wisselstroom naar gelijkstroom te realiseren, dit werd gevisualiseerd in Figuur 2.54.

FIGUUR 2.54: OPBOUW CONVERSIESTATION UIT EEN GROOT AANTAL VERMOGENSELEKTRONICA COMPONENTEN



Al deze vermogenselektronica schakelaars moeten individueel aangestuurd worden door een **regelsysteem**. In moderne omvormers voor HVDC-verbindingen schakelen deze schakelaars 100 tot 200 keer[18] per seconde. Het op de juiste manier aansturen van deze schakelaars is van fundamenteel belang voor een goede werking en is een **zeer complexe aangelegenheid**. Elke actie of reactie van de HVDC-verbinding op een mogelijke situatie in het elektriciteitsnet moet geprogrammeerd worden in het regelsysteem. Elke hapering, foute meting of ongekende situatie kan leiden tot een slechte werking van de gehele verbinding. Aangezien een dergelijke foutieve werking kan leiden tot grote stromen en grote schade in de omvormers zelf[19], is het regelsysteem doorgaans zodanig ontworpen dat bij ongekende of onverwachte situaties automatisch de beslissing genomen wordt om de volledige installatie af te schakelen, om de infrastructuur te beschermen.

De **instellingen** van dit regelmechanisme zijn sterk afhankelijk van de specifieke situatie en de fenomenen die kunnen optreden. De invloed hiervan is zo groot dat de succesvolle uitrol van HVDC gestuurd wordt door vooruitgang in de regeltechniek.

Bij een **wisselstroomverbinding** zoekt de energie zelf zijn weg via de minste weerstand, er is veel minder actieve sturing nodig (de fysische wetten vormen eigenlijk de "programmeur"). Het systeem is veel minder gevoelig voor onverwachte situaties. Bij een wisselstroomnet is de uitbating meer gebaseerd op het continue monitoren van het net, en het nemen van acties wanneer de parameters buiten de normale waarden vallen.

17 Insulated gate Bipolar Transistors is een soort van vermogenselektronica schakelaars die op de Nemo verbinding werden gebruikt. Er worden ook andere soorten vermogen-elektronische schakelaars gebruikt in bepaalde HVDC-convertoren, zoals thyristoren. De verschillende soorten hebben elk hun eigen set voor- en nadelen. Een toelichting hiervan gaat te ver in het kader van het ontwikkelingsplan.

18 Geldig voor MMC of Multilevel Modular Converters in een VSC (Voltage Source Converter).

19 Vermogenelektronische schakelaars zijn slechts zeer beperkt overbelastbaar, in tegenstelling tot de vermogenschakelaars gebruikt voor wisselstroom.

DC VERMOGENSCHAKELAAR

Een vermogenschakelaar is in staat om een kortsluitstroom te onderbreken, wat een belangrijke vereiste is om selectiviteit te verzekeren (zie verder de uitdagingen gelinkt aan een HVDC-transmissie systeem).

De stroomsterkte bij een kortsluiting is in wisselstroomnetwerken qua grootteorde 5 à 20 keer groter dan de maximale stroomsterkte in normale toestand. Vergeleken met het onderbreken van een kortsluitstroom in gelijkstroom, is het onderbreken van een kortsluitstroom in wisselstroom tamelijk eenvoudig. Aangezien de stroom bij deze “heen-en-weer” gaat, gaat deze ook 100 keer per seconde door nul, dit is de nuldoorgang. Vermogenschakelaars voor wisselstroom maken gebruik van deze nuldoorgang om de stroom definitief te onderbreken.

In een gelijkstroomnetwerk is er nooit een nuldoorgang en moet deze dus kunstmatig gecreëerd worden. Toestellen die dit kunnen realiseren (onder andere, de HVDC-vermogensschakelaars) zijn nog in volle ontwikkeling. Slechts twee concrete toepassingen op 200 kV en 535 kV zijn momenteel bekend, alle twee in China, in Zhoushan[20] en Zhangbei [MDP-1][21] respectievelijk. Het is zeer moeilijk te voorspellen wanneer deze technologieën voldoende matuur, betrouwbaar en kosteneffectief zullen zijn voor gebruik in transmissienetten, maar dit wordt niet verwacht voor 2035.

MATURE TOEPASSINGEN VAN HVDC IN HET TRANSMISSIENET

Ondanks de bijkomende complexiteit die HVDC met zich meebrengt, is het in specifieke toepassingen aangewezen en zelfs noodzakelijk om gebruik te maken van de gelijkstroom technologie. In onderstaande toepassingen werd de HVDC-technologie reeds met succes toegepast.

(1) Onderzeese verbindingen

Er bestaan in Europa[22] veel voorbeelden van onderzeese HVDC-verbindingen. HVDC heeft namelijk, ten opzichte van AC, het voordeel dat er geen reactieve compensatie[23] nodig is bij onderzeese of ondergrondse kabels voor het realiseren van grote afstanden.

In de **eerste plaats** wordt de HVDC-technologie al gedurende jaren gebruikt voor interconnecties tussen landen, via onderzeese kabels. Een beperkte lijst hiervan is illustratief weergegeven in onderstaande tabel.

TABEL 2.9: OVERZICHT VAN ENKELE ONDERZEESE HVDC-INTERCONNECTOREN IN EUROPA

NAAM	LAND 1	LAND 2	MAX VERMOGEN	DC SPANNING	TOTALE LENGTE
Nemo Link	Verenigd Koninkrijk	België	1.000 MW	±400 kV	140 km
BritNed	Verenigd Koninkrijk	Nederland	1.000 MW	±450 kV	259 km
IFA	Verenigd Koninkrijk	Frankrijk	2.000 MW	±270 kV	73 km
COBRA	Nederland	Denemarken	700 MW	±320 kV	325 km
NorNed	Noorwegen	Nederland	700 MW	±450 kV	580 km
Skaggerak 4	Noorwegen	Denemarken	700 MW	±500 kV	242 km
SAPEI	Sardinië (Italië)	Italië	1.000 MW	±500 kV	420 km
Baltic Cable	Duitsland	Zweden	700 MW	±450 kV	262 km
NordBalt	Litouwen	Zweden	700 MW	±300 kV	453 km
Fenno-Skan 2	Finland	Zweden	800 MW	±500 kV	299 km

20 Qiu, P. & Huang, X. & Wang, Y. & Lu, Y. & Chen, Q. & Xu, F.. (2018). Application of High Voltage DC Circuit Breaker in Zhoushan VSC-HVDC Transmission Project. Gaodianya Jishu/High Voltage Engineering. 44. 403-408. 10.13336/j.1003-6520.hve.20180131009.

21 Ding, C.; Tian, X.; Nie, T.; Yuan, Z. Power Transfer Control Strategy Based on True Bipolar MMC-MTDC System. Energies 2021, 14, 8306.

22 Ook buiten Europa bestaan er natuurlijk voorbeelden van dergelijke HVDC-toepassingen. Hier is gekozen om zoveel als mogelijk relevante voorbeelden weer te geven uit Europa.

23 Bij ondergrondse AC-verbindingen wekken de ondergrondse kabels reactief vermogen op. Om de negatieve effecten (zoals verminderen van de transportcapaciteit en spanningsproblemen) van dit reactief vermogen te verkleinen, moet dit gecompenseerd worden door het plaatsen van bijvoorbeeld shunt reactoren of spoelen. Dit wordt ‘reactieve compensatie’ genoemd. Bij DC (gelijkstroom) wordt er geen reactief vermogen gegenereerd.

Verder zijn er nog een reeks onderzeese HVDC-verbindingen in ontwikkeling of gepland. Hierbij dient opgemerkt te worden dat voor de projecten uit bovenstaande lijst, behoudens de Cobra en de Fenno-skan 2 interconnecties (in het grijs gemarkeerd in de tabel), er nog een tweede fundamentele reden is voor het ontwikkelen van deze interconnecties in HVDC-technologie. Deze interconnecties maken immers ook de verbinding tussen twee asynchrone zones. De volgende paragraaf behandelt dit in meer detail.

Ten tweede wordt de HVDC-technologie gebruikt voor het aansluiten van **offshore windparken** die ver van het vasteland liggen. Enkele voorbeelden zijn getoond Tabel 2.10.

TABEL 2.10: OVERZICHT VAN ENKELE POINT-TO-POINT ONDERZEESE HVDC-KABELS VOOR DE AANSLUITING VAN WINDPARKEN

Naam	Land 1	Max vermogen	DC spanning	Totale lengte
BorWin 1	Duitsland	400 MW	±150 kV	200 km
BorWin 2	Duitsland	400 MW	±300 kV	200 km
DolWin 1	Duitsland	800 MW	±320 kV	165 km
DolWin 2	Duitsland	900 MW	±320 kV	135 km
HelWin 1	Duitsland	576 MW	±250 kV	130 km
SylWin 1	Duitsland	864 MW	±320 kV	205 km

(2) Koppeling van asynchrone elektriciteitsnetten

Zoals reeds aangegeven wordt HVDC technologie ook aangewend voor de koppeling van asynchrone netten, gezien **dit technisch niet mogelijk is in AC**. Een voorbeeld is de Kriegers Flak - Combined Grid Solution, waar twee conversiestations (VSC[24]) worden gebruikt om een verbinding mogelijk te maken tussen het Deense en het Duitse net van 50Hertz (Elia Group). De frequenties tussen beide netten verschillen immers.

(3) Interconnecties binnen een synchrone zone waar actieve sturing noodzakelijk is

Een concreet voorbeeld in Europa is ALEGrO, de verbinding tussen Duitsland (Amprion) en België (Elia) van 1.000 MW: een wisselstroomverbinding op dit punt had voor de markt weinig meerwaarde gezien er ten gevolge van de fysische wetten (werking van de parallelle stroompaden en hun impedantie[25]) van nature uit weinig stroom door deze verbinding zou lopen. De HVDC-oplossing was hier de beste en veruit de enige oplossing om de vermogens te sturen en een **optimale marktwerking te realiseren**.

(4) Zeer lange verbindingen op het land

Bij zeer lange verbindingen op land (> dan 200 km) zijn de **elektrische verliezen en de investeringskost** van een HVDC-verbinding ook **lager** dan een equivalente klassieke AC-luchtlijn. In landen met zeer grote afstanden, zoals Brazilië, Rusland, India, China en Noord-Amerika wordt deze technologie, zij het dan vaak wel de bovengrondse variant (vanwege de grote vermogens), al langer gebruikt.

Ook in **Europa** worden er **gelijkaardige (ondergrondse) projecten** opgestart. Een voorbeeld is de Suedostlink tussen Noord- en Zuid-Duitsland tussen 50Hertz (Saxen Anhalt) & Tennet (Beieren), die 2.000 MW kan transporteren over een lengte van 580 km. De indienstname is voorzien voor 2025. De Sued Ostlink is belangrijk om het transport te verzekeren van het elektrisch vermogen geproduceerd door de windenergie in het noorden naar het zuiden van Duitsland.

Een belangrijk kenmerk van deze verbindingen in Europa is dat het steeds verbindingen betreft zonder aftakking, een vermogen van maximaal 2.000MW en binnen een sterk vermaasd AC-net.

24 Voltage source converter – een specifieke technologie van omvormers.

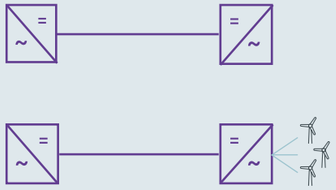
25 Veralgemening van het begrip weerstand voor wisselstroom, hoe hoger de impedantie van een verbinding hoe minder stroom er van nature door zal vloeien.

UITDAGINGEN EN NOODZAKELIJKE EVOLUTIES IN TOEKOMSTIGE TOEPASSINGEN VAN DE HVDC-TECHNOLOGIE

Desondanks de opmerkelijke evoluties die de technologie heeft doorgemaakt, zijn er nog aanzienlijke stappen te nemen vooraleer de verwachtingen ingelost kunnen worden. In de eerste plaats dienen er veel complexere HVDC netten gerealiseerd te worden dan wat vandaag al mogelijk is.

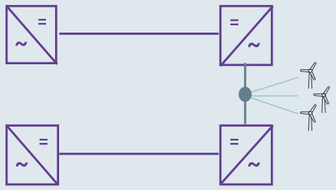
Figuur 2.55 geeft een overzicht van mogelijke configuraties. De Point-to-Point verbindingen zijn de best gekende verbindingen. Voor het realiseren van de volgende stappen in net-ontwikkelingen wordt er eerder gekeken naar de Multi-Terminal of Hub & Spoke modellen. Deze modellen kunnen verder evolueren naar een volledig vermaasd HVDC net.

FIGUUR 2.55: OVERZICHT VAN VERSCHILLENDE CONFIGURATIES VAN HVDC VERBINDINGEN



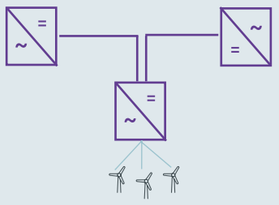
Point-to Point HVDC verbinding

- 2 HVDC convertoren verbonden door een kabel
- Gebruikt in het kader van het interconnecties zoals NEMO en Alegro, maar ook voor de radiale aansluiting van wind waarvoor het gebruik van AC niet mogelijk is.



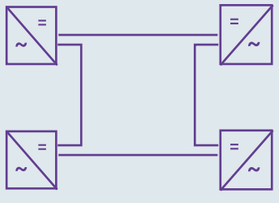
Hub & Spoke

- Een hub in wisselstroom “verzamelt” de elektriciteit van de windturbines, en wordt door verschillende point-to-point interconnectoren naar het net op het land gebracht.
- De HVDC verbindingen kunnen aan verschillende locaties op het land gekoppeld worden.
- Technische complexiteit afhankelijk van de uitbating, het aantal “spaken” en het aantal leveranciers.



Multi Terminal HVDC verbinding

- Radiale verbinding aan de DC zijde van meer dan twee convertoren (geen lussen op DC zijde)
- Voorgestelde toekomstige technologische oplossing voor hybride interconnectoren, (combinatie van functie interconnector met de aansluiting van hernieuwbare bronnen)
- Bij een fout/kortsluiting op het DC-gedeelte verliest men de hele verbinding, tenzij er een mogelijkheid is om de foutstroom af te schakelen (e.g. via een HVDC vermogenschakelaar). Zelfs in dat geval is er altijd één been dat afgeschakeld wordt, wegens de radiale configuratie.
- Complexiteit (en nood aan HVDC vermogenschakelaars) neemt toe met het aantal benen.



Vermaasd HVDC-net

- Verlies van één HVDC verbinding kan (deels) opgevangen worden door de andere verbindingen.
- Veel hogere complexiteit vergeleken met de andere oplossingen en met de huidige technologie nog niet haalbaar: vereist DC vermogenschakelaars, Interoperabiliteit tussen verschillende producenten en standaardisatie voor toekomstige uitbreidbaarheid.

Waar de twee eerste configuraties al van toepassing in Europa zijn, zijn er specifieke uitdagingen om de twee laatste configuraties mogelijk te maken:

Selectiviteit

Een cruciale eigenschap van transmissienetten is dat kortsluitingen selectief afgeschakeld kunnen worden. Selectief betekent dat het netelement met de kortsluiting wordt afgeschakeld en dat er geen enkel ander netelement mee wordt afgeschakeld. Elk element in het transmissienet is beveiligd door middel van één of meerdere vermogenschakelaars.

Zoals getoond op de linker kant van Figuur 2.56, bij het ontbreken van een DC-vermogenschakelaar (of gelijkaardige toestellen zoals DC-zekering), zit er bij een kortsluiting aan de DC-zijde niets anders op dan het hele DC netwerk af te schakelen aan de wisselstroomkant. Bij point-to-point verbindingen of multi-terminal van beperkt vermogen en beperkt aantal benen[26] zijn de gevolgen hiervan voor het transmissienet beperkt en kunnen dergelijke toepassingen aanvaard worden. Voor een groot vermaasd HVDC net, is dit natuurlijk niet aanvaardbaar.

FIGUUR 2.56: ILLUSTRATIE VAN DE SELECTIVITEIT OP EEN HVDC VERMAASD NET

Uitbreidbaarheid

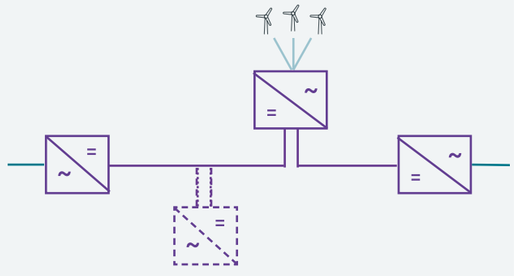
Dankzij uniforme technische eisen (voor de productie-eenheden, voor de belasting, …) en dankzij gestandaardiseerde operationele procedures worden de wisselstroomnetten gekenmerkt door hun vermogen om gemakkelijk te worden uitgebreid. Voor de HVDC-systemen is dit echter (nog) niet het geval. We kunnen twee types uitbreidbaarheid onderscheiden:

(1) **Voorgedefinieerde uitbreidbaarheid:** het volledige systeem is vanaf het begin voorgedefinieerd en ontworpen, maar in eerste instantie wordt slechts een deel van het systeem gerealiseerd. De rest van het systeem (als stippellijn aangegeven in het voorbeeld van Figuur 2.57) wordt in een latere fase gerealiseerd, volgens de oorspronkelijke plannen.

(2) **Onbeperkte uitbreidbaarheid:** hier wordt het systeem uitgebreid tot buiten de oorspronkelijke reikwijdte en concept, op een modulaire manier, zoals momenteel het geval is voor de wisselstroomnetten. Voor een dergelijke uitbreidbaarheid is wel een hoger niveau van standaardisatie vereist.

De kwestie van de uitbreidbaarheid is van cruciaal belang en vereist een grondige denkoefening vanaf de eerste fasen van een project, vooral wanneer onbeperkte uitbreidbaarheid wordt verwacht. Indien de verschillende fasen van een HVDC-systeem niet vanaf het begin duidelijk worden geïdentificeerd, kan een inperkingseffect optreden, waardoor toekomstige uitbreidingen worden afgeremd of zelfs geblokkeerd, zelfs wanneer slechts één leverancier wordt ingeschakeld (i.e. single-vendor HVDC-system).

FIGUUR 2.57 : ILLUSTRATIE VAN DE UITBREIDBAARHEID VAN EEN HVDC SYSTEEM



26 Bijvoorbeeld een multi-terminal met 3 benen en een vermogen van 1,4 – 2 GW.

Interoperabiliteit [ENT-7]

Interoperabiliteit betekent dat verschillende HVDC-systemen op een stabiele manier samen kunnen werken met behoud van betrouwbaarheid en bevoorradingszekerheid. Dit verwijst zowel naar de DC als naar de AC zijde. Het regelsysteem van de HVDC-installatie speelt hierin een erg belangrijke rol. De regelsystemen van alle individuele installaties moeten zeer goed op elkaar zijn afgestemd om instabiliteit en ongewenste interacties te voorkomen

Integratie in het bestaande wisselstroomnetwerk

Naast bovenstaande uitdagingen dienen de HVDC-convertoren ook nog geïntegreerd te worden in één geheel met het bestaande wisselstroomnetwerk. Aan de ene kant zijn er mogelijke interoperabiliteitsproblemen met andere toestellen die omvormers bevatten, zoals windturbines.

Aan de andere kant, zijn de bestaande regelschema's vooral ontworpen voor integratie in netwerken met een voldoende hoog kortsluitvermogen, momenteel aangeboden door de grote aanwezigheid van grote klassieke thermische centrales. De paragraaf 3.5 Stabiliteitsnoden ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden aan hernieuwbare bronnen behandelt deze aspecten in detail.

In dit kader van bovenstaande uitdagingen, lanceerde de Europese Commissie binnen het "Horizon Europe" [EUC-18] programma ook enkele initiatieven voor het ondersteunen en financieren van onderzoeksprojecten met betrekking tot HVDC. Het onderwerp HORIZON-CL5-2022-D3-01-09 heeft bijvoorbeeld als doel het realiseren van een "Real Time demonstrator of Multi-Vendor Multi-Terminal VSC-HVDC with Grid forming Capability".

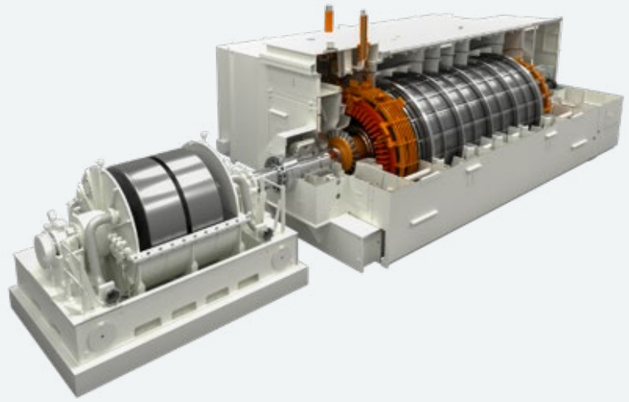
2.3.2. SYNCHRONE COMPENSATOR

Een synchrone compensator is elektrisch gezien een elektrische synchrone motor die geen last aandrijft[27]. Dit toestel wordt, in tegenstelling tot een normale motor, niet gebruikt om elektrische energie om te zetten in mechanische energie, maar wel om bepaalde elektrische parameters in het net aan te passen. Het is geen nieuwe technologie, gezien dit toestel decennialang gebruikt werd om de spanning in het net te regelen, vóór de opkomst van de condensatoren en spoelen op hoogspanning. In de context van een steeds toenemende integratie van hernieuwbare energie, gebaseerd op vermogenelektronische omvormers, wint dit toestel echter terug aan belang als een middel om de stabiliteit te verzekeren.

In een synchrone compensator wordt energie opgeslagen in de roterende massa die zeer snel met het net kan uitgewisseld worden indien nodig. Dankzij deze energiebuffer zorgt de synchrone compensator ervoor dat snelle veranderingen tegengewerkt worden, waardoor de stabiliteit van het systeem verhoogt.

In de huidige toepassingen dient men dan ook te evolueren naar synchrone compensatoren met een hoge inertie, door het toevoegen van een vliegwiel. Op die manier wordt de mechanische energie, opgeslagen in de roterende massa, vergroot en beschikt het toestel over meer energie om indien nodig met het net uit te wisselen.

FIGUUR 2.58: WEERGAVE VAN EEN SYNCHRONE COMPENSATOR MET VLIEGWIEL [SIE-1]



De synchrone compensator draagt hierdoor op vier manieren bij tot het verzekeren van de stabiliteit van een systeem met veel hernieuwbare bronnen:

- Verhogen van de inertie van het systeem;
- Het opwekken van een zeer stabiele of "starre" spanningsgolfvorm;
- Het aanleveren van een zeer hoge stroom bij kortsluiting, of kortsluitstroom, wat essentieel is voor een snelle detectie van kortsluitingen en het selectief afschakelen van de netelementen waarop de fout zich voordoet;
- Mogelijkheden tot het regelen van de spanning.

De toelichting hieromtrent, en de toepassing in het Elia net, is terug te vinden in §3.5 Stabiliteitsnoden ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden aan hernieuwbare bronnen.

27 Oftewel een elektrische synchrone generator die niet aangedreven wordt door een turbine.

2.3.3. ALTERNATIEVEN VOOR SF_6-GAS

SF_6-gas (zwavelhexafluoride) is uitermate geschikt als isolatie- en blusmedium voor gebruik in hoogspanningsposten en in schakelapparatuur. Initieel werd SF_6-gas binnen het Belgische transmissienet vooral gebruikt als blusmedium in vermogensschakelaars opgesteld in AIS-posten. AIS staat voor Air Insulated System. Hierbij worden de installaties op isolatoren geplaatst en wordt de omgevingslucht gebruikt als isolatiemedium tussen de onder spanning staande delen. De excellente isolatie-eigenschappen van SF_6-gas vergeleken met de omgevingslucht laten toe om veel compactere installaties te bouwen. Dergelijke installaties noemt men GIS: Gas Insulated System (zie Figuur 2.59), oftewel een hoogspanningsinstallatie die volledig omhuld is door SF_6-gas. Met de steeds groter wordende druk op het plaatsgebruik en de visuele impact[28] van elektrische infrastructuur vonden GIS steeds meer hun intrede in het Belgische hoogspanningsnet.

FIGUUR 2.59: GIS ONDERSTATION VAN STEVIN

De zeer grote betrouwbaarheid, veiligheid en de lage onderhoudsnood van de SF_6-technologie heeft in de afgelopen decennia een positieve impact gehad op de beschikbaarheid van het net.

Het gebruik van SF_6 is op Europees niveau reeds lang gereguleerd via de verordening inzake gefluoreerde broeikasgassen (842/2006 EG). Met de herziening hiervan in 2014 (517/2014 EG) werden SF_6 toepassingen verboden met uitzondering van hoogspanningstoestellen en dit wegens gebrek aan valabele alternatieven.

Ondertussen hebben de fabrikanten veel geïnvesteerd in de ontwikkeling van installaties die gebruik maken van alternatieve gassen of gasmengsels met een veel lagere GWP (Global Warming Potential). Momenteel zijn er op de markt de eerste alternatieven commercieel beschikbaar voor standaardtoepassingen tot 110 kV.

In het kader van de Green Deal, loopt er een herziening van F-gas regelgeving. Het Directoraat-Generaal Klimaat evalueert momenteel een volledig of partieel verbod op het gebruik van SF_6-gas in nieuw hoogspannings- en middenspanningsmateriaal in functie van de beschikbaarheid van de alternatieven op markt.

Eind 2022 verwacht men meer duidelijkheid over de uitfasering van het gebruik van SF_6-gas in hoogspanning- en middenspanningsposten. Hierbij is het de verwachting dat er een onderscheid zal gemaakt worden in verband met het spanningsniveau en dat er vanaf 2030 geen enkele installatie, die SF_6-gas bevat, meer besteld mag worden.

Om het vrijkomen van SF_6 -gas tot een minimum te beperken, werkte Elia een specifiek investerings- en onderhoudsbeleid uit met als objectief een lekpercentage van < 0.25% te bekomen voor de volledige vloot.

- De nieuwe installaties die Elia aankoopt hebben een zeer laag lekpercentage zoals voorgeschreven door de norm. De constructeurs moeten dit lekpercentage gedurende de garantieperiode garanderen. De toestellen die historisch op ons net geïnstalleerd zijn hebben een maximaal gegarandeerd lekpercentage van 1% tijdens de garantieperiode. Voor de toestellen die men vandaag installeert bedraagt dit lekpercentage maximaal 0.5%. Door de vernieuwing van onze installaties evolueert ons geïnstalleerd park stelselmatig van toestellen met een gegarandeerd design lekpercentage van 1% naar 0.5%.
- Er zijn zeer strikte procedures, certificatie en gespecialiseerde apparatuur bij het uitvoeren van werken op met SF_6-gas gevulde compartimenten met als doel het vrijkomen van SF_6-gas tijdens interventies tot een minimum te beperken;
- De installaties die gebruik maken van SF_6-gas worden ook strikt gemonitord, zodat er in geval van lekken snel kan ingegrepen worden.

Bijkomende acties worden geïmplementeerd om de opvolgmethode te verfijnen en zo heel minieme lekken (< 0.25%) ook te kunnen opvolgen.

Daarnaast werkt Elia intensief mee aan het onderzoek naar SF_6 -vrije schakeltechnologie en wordt er gewerkt aan een strategisch kader om deze technologische transitie vlot te laten verlopen. Alvorens nieuwe technologieën te installeren op het net, is een grondige analyse van de betrouwbaarheid op lange termijn, veiligheid en gezondheidsimpact van alternatieve gassen nodig. Bijkomend moeten deze technologieën ook voldoen aan de opgelegde technische vereisten.

Doordat de alternatieve gassen minder stabiel zijn en het een nieuwe technologie betreft, bestaat er immers een risico op een hogere onbeschikbaarheid, onderhoudskost en mogelijks een kortere technische levensduur in vergelijking met de huidige SF_6-technologie. Om deze parameters te evalueren lopen er 2 pilootprojecten, één nieuwe GIS-installatie (Gas Insulated Switchgear) op 70 kV (Anthisnes) waar de indienstname in 2024 is voorzien en een AIS-vermogensschakelaar (Air Insulated Switchgear) op 70 kV (Marcourt) waar de indienstname in 2021 gerealiseerd werd (zie Figuur 2. 60).

FIGUUR 2.60: EERSTE SF6-VRIJE VERMOGENSCHAKELAAR (HET WITTE TOESTEL IN DE FIGUUR HIERONDER) VAN EEN NIEUWE GENERATIE OP ELIA-NET OP 70KV (ONDERSTATION VAN MARCOURT 70KV)

De alternatieve technologieën zullen, indien een positieve evaluatie volgt, binnen enkele jaren standaard gebruikt worden voor nieuwe apparatuur op de spanningsniveaus 70 kV en 110 kV. Voor onze andere spanningsniveaus verloopt de ontwikkeling trager:

- Het Belgische 36 kV-net is een niet IEC (International Electrotechnical Commission) gestandaardiseerde spanning (Ur = 40.5 kV). Constructeurs hebben de ontwikkelingen van de SF_6 -vrije schakeltechnologie dan ook op het einde van hun middenspanningsroadmap opgenomen. Met als gevolg dat de 36 kV-alternatieven pas tegen ten vroegste 2025 zullen geïntroduceerd worden.
- Het net in andere Europese landen heeft 150 kV zelden als courant spanningsniveau De SF_6 -vrije schakeltechnologie voor 150 kV is dan ook (nog) niet of pas op het einde in de R&D roadmap van de constructeurs opgenomen. Voor deze reden, is vooruitgang sneller te verwachten op 220 kV.
- De nood aan nieuwe SF_6-schakeltechnologie en hieraan ook gekoppeld het totale SF_6-gas volume, is voor de komende 10 jaar echter het grootst op het 380 kV-spanningsniveau. De ontwikkeling van de alternatieve technologieën zitten hier nog in een beginfase. Als gevolg van de lagere performantie van de alternatieve gassen is dit technologisch een zeer grote uitdaging voor de voor het net noodzakelijke te onderbreken kortsluitstroom (tot 63 kA) en nominale stroom (tot 5000A). In eerste fase zullen wel de passieve componenten (zonder een functie van stroomonderbreking) ontwikkeld worden zodat er hybride systemen beschikbaar zullen zijn. Bij de ontwikkeling van het net zal Elia, waar mogelijk, trachten de SF_6-volumes zoveel als mogelijk te beperken en ook pilootprojecten op hogere spanning voorzien.

28 Dergelijke GIS worden immers doorgaans in gebouwen geplaatst.

2.3.4. INNOVATIEVE PROJECTEN VOOR EEN MEER OPTIMAAL EN VEILIGER GEBRUIK VAN HET NET

Naast de uitbreidings- en versterkingsprojecten van het net is het voor Elia ook van cruciaal belang om open te staan voor elke gelegenheid om het gebruik van de bestaande infrastructuur te verbeteren. Door bijvoorbeeld de aanpassing van bepaalde processen is het vaak mogelijk om het net dichter tegen de operationele grenzen uit te baten en zo optimaler gebruik te maken van de bestaande infrastructuur en bepaalde investeringen uit te stellen of zelfs te vermijden. Daarom hecht de Elia Group veel belang aan innovatie in de processen voor de exploitatie van het systeem. In dit deel worden twee initiatieven voorgesteld:

- de toepassing van artificiële intelligentie (AI) of van geavanceerde analyse (advanced analytics) op de dispatchingprocessen om ondersteuning te bieden bij de besluitvorming in complexe situaties, die anders tot gevaarlijke situaties zouden leiden;
- de stabilisering van het dynamisch en harmonisch gedrag van het net door onderzoek en uittesten van de *zogeheten omvormers van het type 'grid forming'*.

2.3.4.1. Geavanceerde analyse en AI voor de dispatching

Het eerste initiatief bestaat in het bestuderen van de mogelijkheden van geavanceerde analyse en AI[29] om te bepalen wat deze specifiek kunnen opleveren voor (quasi) realtimedispatching.

Door verschillende ontwikkelingen, zoals de toenemende complexiteit van het net en de volatiliteit van de energiestroom, moet de dispatcher steeds meer en steeds complexere beslissingen nemen in een beperkte tijd. Dankzij de digitalisering zijn er meer gegevens beschikbaar, maar in een omvang die voor een mens onmogelijk in real time te verwerken is.

Daarom heeft Elia projecten opgestart om steun bij de besluitvorming of advies te bieden voor twee van de belangrijkste taken van de dispatcher: de optimalisering van de topologie en het beheer van de spanning.

Het eerste project heeft tot doel een optimale net-topologie te bepalen met het oog op het verminderen of het oplossen van congestie (in N-1), die anders zouden worden opgelost door het uitvoeren van redispatch-acties met een bepaalde kostprijs. Dit betekent dat een software-tool kan leren hoe het net en de elektriciteitsstromen zullen reageren op bepaalde topologische acties (zoals het splitsen van knooppunten of het schakelen van elektriciteitslijnen) en dat het, in een later stadium, deze kennis in real time kan toepassen om gevallen van congestie op te lossen wanneer deze zich voordoen. De software-tool zou de dispatcher dus de beschikbare opties kunnen voorstellen om een bepaalde congestie op te lossen en de voor- en nadelen van elke optie kunnen aangeven.

Het tweede project beoogt dezelfde soort ondersteuning bij de besluitvorming te bieden, maar dit keer in termen van beheer van de netspanning. Door het effect te leren kennen van verschillende spanningscontrolemiddelen, zoals de richtlijnen van de generatoren of het in-/uitschakelen van bepaalde toestellen, zal de software-tool in de planningsfase of in real time een optimale beslissing kunnen voorstellen.

Beide projecten bevinden zich momenteel in de testfase, volgen een enigszins verschillende aanpak en ontwikkelen zich onafhankelijk van elkaar. Niettemin is het duidelijk dat deze tools moeten samenwerken zodra zij operationeel zijn, aangezien de besluiten die worden genomen op het gebied van congestie, gevolgen hebben voor de netspanning. Dit wordt weerspiegeld in de onderlinge afstemming en nauwe samenwerking van de twee productteams.

Indien deze projecten succesvol zijn, zou Elia Group bepaalde investeringen in het net kunnen uitstellen of vermijden, en zou het toepassen van dure corrigerende maatregelen worden beperkt.

29 Onder AI Artificial Intelligence verstaan we het vermogen van een IT-systeem om taken aan te leren waarvoor normaal gezien menselijke intelligentie is vereist. Dankzij AI kan de waarde van de gegevens worden benut om taken te automatiseren en beslissingen te ondersteunen.

2.3.4.2. Omvormers van het type 'grid forming'

Een tweede aspect van de innovatieplannen van de Elia Group is het testen van omvormers van het netvormende type oftewel 'grid forming'. De belangrijkste reden hiervoor is de buitengebruikstelling van de conventionele elektriciteitsgeneratoren die bestaan uit roterende machines en de opkomst van de zogenaamde statische, op omvormers gebaseerde hernieuwbare energiebronnen. Deze laatste bieden niet dezelfde cruciale stabiliserende eigenschappen, wegens het gebrek aan inertie.

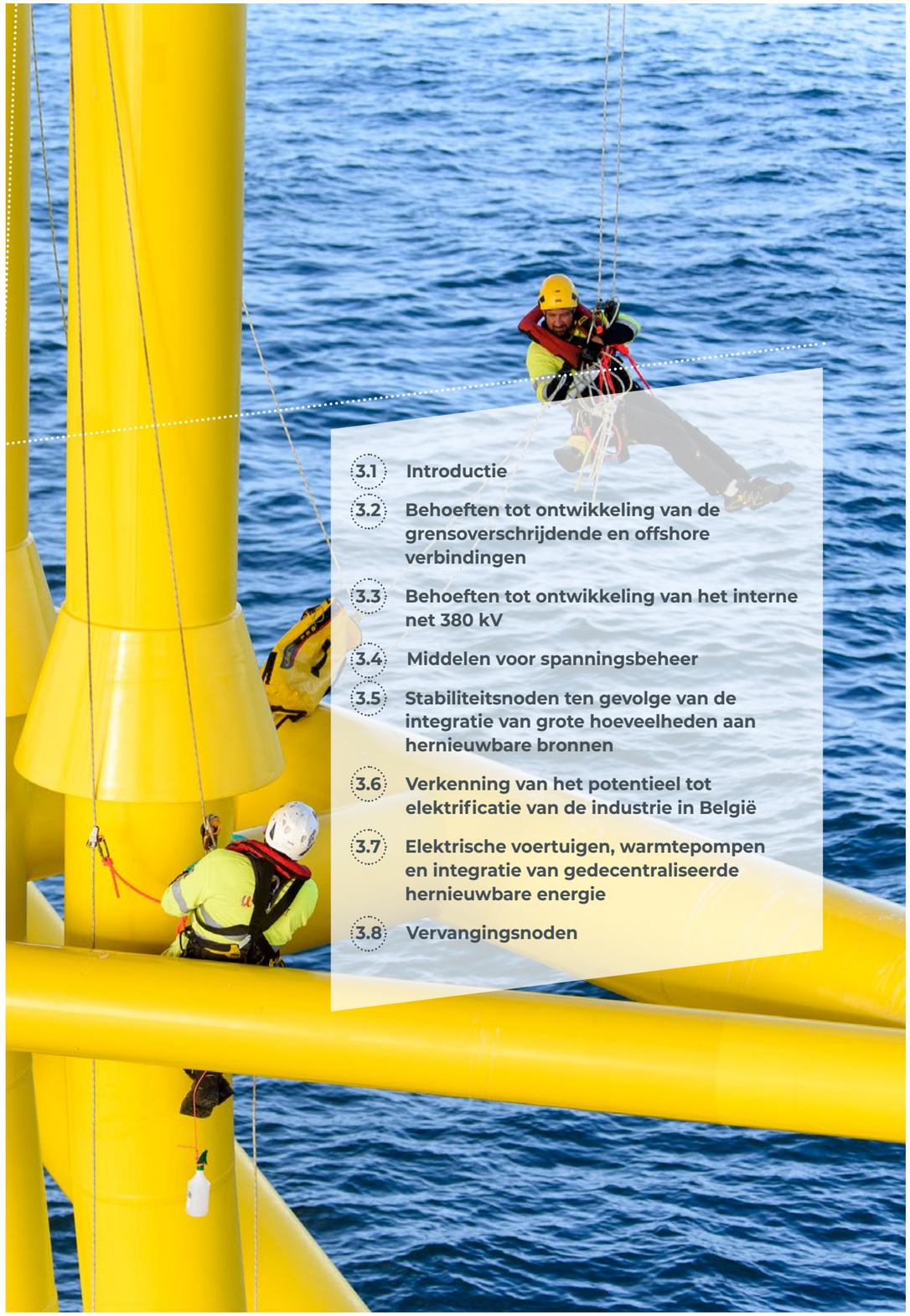
Volgens recente studies is een sleuteltechnologie die de transitie naar een net dat wordt gedomineerd door omvormers voor hernieuwbare energie zal bevorderen, de omvormer van het type '**grid forming**' ontewel netvormend. In tegenstelling tot de bestaande uitrusting die in de netvolgende modus (oftewel 'grid following') is geconfigureerd, zal de uitrusting in de modus 'grid forming' de neteigenschappen die ze detecteert, niet *volgen*, maar zelf de spanning op de vereiste frequentie tot stand brengen. Dit betekent dat zelfs wanneer de meeste conventionele generatoren zijn uitgeschakeld, het net stabiel blijft en de uitrusting van het netvormende type het net stabiel houdt, zelfs tijdens onverwachte gebeurtenissen, zoals kortsluitingen en plotselinge veranderingen in de belasting.

Een belangrijk verschil tussen de werkzaamheden in het laboratorium die in het verleden werden verricht en de realiteit waarmee wij worden geconfronteerd, is, naast de schaal, het feit dat deze nieuwe soorten uitrusting in een bestaand elektriciteitssysteem worden opgenomen. Een omvormer van het netvormende type moet niet alleen in staat zijn het net op de juiste spanning en frequentie te houden, maar moet dit ook doen in samenwerking met de bestaande uitrusting, of het nu gaat om conventionele productie-eenheden of netvolgende omvormers. Deze interoperabiliteit is essentieel voor de deelname van de fabrikanten aan de energietransitie. Hierdoor zouden geen gevaarlijke of ongewenste oscillaties of harmonische responsen mogen optreden.

Om het gedrag, de mogelijkheden en de beperkingen van een dergelijke technologie te leren kennen, plant de Elia Group momenteel een demonstratiemodel in reële omstandigheden, met andere woorden geïntegreerd in het hoogspanningsnet. Wil dit demonstratiemodel een succes worden, dan is een sterk ecosysteem nodig. Met dat doel voor ogen startte Elia begin 2022 met de organisatie van een roadshow en de uitbouw van dit ecosysteem. Tegelijkertijd werd binnen de Elia Group een competentiecentrum rond *grid forming* opgericht. Vervolgens zal ten minste een jaar worden gewijd aan modellering en simulatie, wat in 2024 moet leiden tot het echte demonstratiemodel.

3

Identificatie van de systeembehoeften



3.1 Introductie

3.2 Behoeften tot ontwikkeling van de grensoverschrijdende en offshore verbindingen

3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV

3.4 Middelen voor spanningsbeheer

3.5 Stabiliteitsnoden ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden aan hernieuwbare bronnen

3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België

3.7 Elektrische voertuigen, warmtepompen en integratie van gedecentraliseerde hernieuwbare energie

3.8 Vervangingsnoden

3.1 Introductie

De portefeuille aan projecten die in de hoofdstukken 4, 5 en 6 toegelicht worden, zijn het resultaat van een proces dat in paragraaf 1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net, beschreven staat. Na het ontwikkelen van de scenario's, het onderwerp van paragraaf 2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet, gebeuren verschillende gedetailleerde studies met als doel na te gaan waar de toekomstige transmissiecapaciteit van het net niet meer zal volstaan voor het vervoeren van de verwachte stromen, waar risico's met betrekking tot de systeemstabiliteit kunnen ontstaan of waar er een nood is aan vervanging of aanpassing van verouderde uitrustingen.

Voor de eerste maal in de geschiedenis van het ontwikkelingsplan, werd een volledig hoofdstuk gewijd aan de toelichting van de uitgevoerde studies met als doel het identificeren van bepaalde systeemnoden. De volgende paragrafen bevatten een selectie, op basis van de impact op het ontwikkelingsplan, uit het geheel van uitgevoerde analyses.

In een eerste sectie worden de noden met betrekking tot de ontwikkeling van de grensoverschrijdende- en offshore transportcapaciteit samen behandeld. De toelichting zal immers aantonen dat een **gecoördineerde ontwikkeling van offshore infrastructuur** (zowel aansluiting van hernieuwbare energie als grensoverschrijdende verbindingen) **en onshore grensoverschrijdende verbindingen** noodzakelijk is, en significante baten met zich mee brengt in het kader van de energietransitie en de uitbouw van de Noordzee als de energiecentrale van Europa.

Vervolgens wordt nagegaan hoe bovenstaande ontwikkelingen, samen met de verwachte toename van de belasting voornamelijk ten gevolge van elektrificatie, de stromen op het 380 kV (en delen van het 220 kV) net beïnvloeden en welke **capaciteitsnoden voor de backbone van het Belgische net** hieruit volgen.

In de hieropvolgende twee paragrafen 3.4 en 3.5 zullen daarna bepaalde aspecten van **systeemstabiliteit** onderzocht worden. Eerst komt het beheer van de spanning op het net aan bod, waarna ook specifiek de impact op de stabiliteit ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden aan hernieuwbare bronnen besproken zal worden.

Aangezien België beschikt over een industrie met een in het algemeen hoge energie-intensiteit, kan de mogelijke stijging in het elektriciteitsverbruik aanzienlijk zijn, met hieruit volgend ook een significante impact op het elektriciteitssysteem. Ondanks de onzekerheden in deze context, is het van belang om de mogelijke impact op het transmissienet tijdig te bestuderen. Paragraaf 3.6 handelt dan ook over de verkennende studie van de noden die Elia in dit kader onderzocht heeft.

Bovenstaande studies handelen voornamelijk over de noden van het horizontaal systeem. De massale uitrol van hernieuwbare energie en elektrificatie van de residentiële sector beïnvloed echter ook het verticale systeem. Paragraaf 3.7 bestudeert de noden op het vlak van de transformatiecapaciteit ten gevolge van deze evoluties.

Tenslotte wordt er een overzicht gegeven van de vervangingsnoden in 3.8.

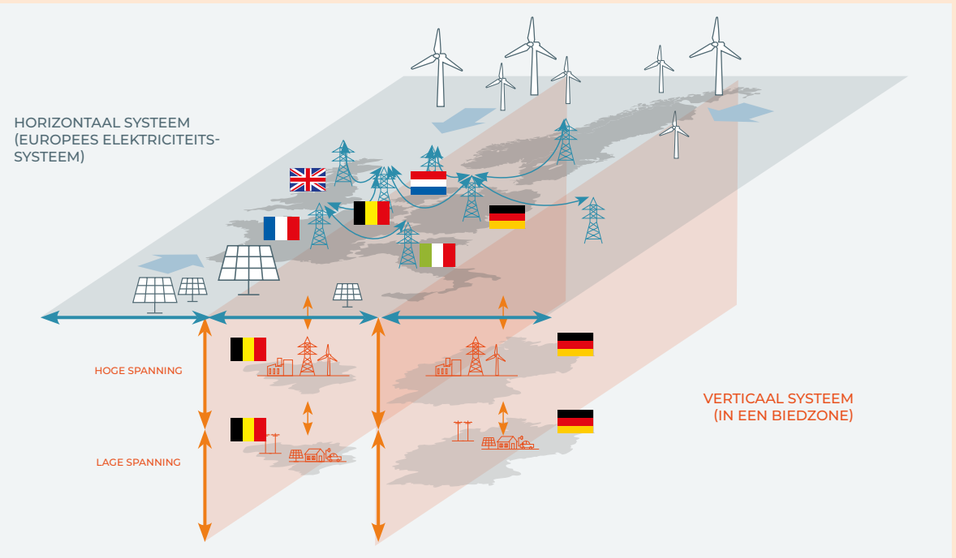
De studies zoals in de volgende paragrafen besproken, worden op regelmatige basis herhaald, teneinde steeds de meest recente veranderingen in de hypothesen mee in rekening te brengen. Verder is het ook belangrijk om nog aan te geven dat deze ontwikkelingsbehoeften niet op een directe wijze aanleiding geven tot een netinvestering. Bij het uitwerken van de projecten wordt er getracht om optimale oplossingen te bepalen die een zo kosteneffectief mogelijke oplossing betekent voor de relevante behoeften. Die wordt voornamelijk bekomen door netinvesteringen te definiëren die beantwoorden aan meerdere behoeften.

Het Horizontaal en Verticaal Systeem

Doorheen het Federaal Ontwikkelingsplan worden de termen "Horizontaal systeem" en "Verticaal Systeem" gebruikt om verschillende delen van het federale transmissienet mee aan te duiden. De gehanteerde definitie werd overgenomen van (Future Proofing the EU Energy System towards 2030 [ELI-14]).

Het **horizontaal systeem** is het deel van het Belgische transmissienet dat deel uitmaakt van het Europese elektriciteitssysteem, zie onderstaande figuur. Het horizontale systeem verwijst naar de snelwegen van de elektriciteit (e.g. 380 kV) die verantwoordelijk zijn voor het transport van elektrische energie in bulk, zowel binnen landen als over de landsgrenzen (of grenzen van biedzones) heen. Het bestaat zowel uit een "hardware" (net infrastructuur) als "software" (markt) component. Een vlotte interactie tussen beide is van groot belang voor een efficiënte werking van het Europese elektriciteitssysteem. In het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan, wordt de term horizontaal systeem dan ook gebruikt als verzamelnaam om de 220 en 380 kV netten aan te duiden. Dit deel van het transmissienet wordt sterk beïnvloed door de internationale marktuitwisselingen.

Het **verticaal systeem** verwijst naar het deel van het transmissienet dat vooral op nationaal niveau (of binnen één biedzone) te beschouwen is en niet rechtstreeks beïnvloed wordt door internationale marktuitwisselingen. Dit deel van het transmissienet maakt de link tussen het horizontaal systeem en het overgrote deel van de eindgebruikers (zoals in dit plan aangetoond zullen echter in de toekomst, sommige zeer grote netgebruikers rechtstreeks aangesloten dienen te worden op het horizontaal systeem). Het betreft in het kader van dit plan vooral de spanningsniveaus 110 en 150 kV, maar ook stukken van het 220 kV net. De lagere spanningsniveaus (30- 70 kV, ...) vallen ook onder deze noemer, maar zijn in België een regionale bevoegdheid en worden behandeld in de regionale investeringsplannen.



3.2 Behoeften tot ontwikkeling van de grensoverschrijdende en offshore verbindingen

Deze sectie behandelt de **noden** met betrekking tot de **versterking of ontwikkeling** van **grensoverschrijdende- en offshore capaciteit**, zowel vanuit Europees als Belgisch perspectief. Het doel van deze evaluatie is om maximaal te voldoen aan de Europese en Belgische beleidsdoelstellingen, én aan de relevante systeembeperkingen.

ENTSO-E voert elke twee jaar, in het kader van het TYNDP, een studie uit ter identificatie van de systeemnoden (IoSN – Identification of System Needs) dewelke de bijkomende toekomstige noden (prijsverschillen, CO_2-reductie en HEB-integratie) op de horizon 2030 en 2040 op vlak van **grensoverschrijdende capaciteitsverhoging** identificeert, teneinde:

- Een verzekerde toegang tot elektriciteit in heel Europa te garanderen;
- De klimaatagenda uit te voeren;
- Een toereikende marktintegratie (en bijhorende prijsconvergentie) in Europa te verzekeren;

Specifiek voor België resulteerde deze oefening, voor de horizon 2040, in bijkomende noden voor grensoverschrijdende capaciteit met Frankrijk (+4 GW), Nederland (+2 GW), Luxemburg (+500 MW) en het Verenigd Koninkrijk (+1.4 GW). Deze resultaten zijn richtinggevend en dienen aangevuld te worden door specifieke kosten-baten analyses voor individuele projectkandidaten.

Met het concreter worden van de Europese ambities met betrekking tot de uitrol van offshore wind in Europese zeeën, de (verwachte) vooruitgang in de technologie (e.g. multi-terminal HVDC) en het nieuwe ONDP (Offshore Network Development Plan), dient de gebruikte methodologie in deze studies mee te evolueren. In aanvulling van deze IoSN studie voerde Elia een complementaire studie uit waarbij een simultane **optimalisatie uitgevoerd wordt van on- en offshore elektriciteitsinfrastructuur**, rekening houdend met de mogelijkheid om, naast point-to-point offshore interconnectoren en radiale aansluitingen van offshore HEB, ook beroep te doen op **hybride interconnectoren** (combinatie van de functie interconnector en aansluiting van offshore HEB), energiehubs en zelfs **vermaasde offshore systemen**.

De belangrijkste inzichten worden eerst toegelicht in de §3.2.1 Zes sleutelinzichten voor de ontwikkeling van het net. Gezien het nieuwe en innovatieve karakter van deze studie, zal dit hoofdstuk daarna de gebruikte methodologie en resultaten in meer detail toelichten. Eerst wordt uitgelegd hoe ENTSO-E de reikwijdte van dergelijke studies bepaalt en hoe ze deze vervolgens uitvoert. Vervolgens zal dan de beschrijving worden gegeven van de aanpak die Elia heeft gevolgd om de ENTSO-E IoSN studie aan te vullen, met name op het gebied van de integratie van offshore HEB. De belangrijkste lessen voor de horizon van dit Federale Ontwikkelingsplan (tot 2035) zullen vervolgens zowel op Europees als op Belgisch niveau worden belicht op de horizon 2030, 2035 en 2040.

Alvorens verder te gaan, is het belangrijk op te merken dat, aangezien de netinfrastructuren op land (onshore) en op zee (offshore) alle deel uitmaken van een gemeenschappelijk elektriciteitssysteem, dit hoofdstuk nauw verbonden is met de volgende paragraaf 3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV. Daarbij zullen reeds enkele algemene tendensen die relevant zijn voor het onshore netwerk in dit hoofdstuk worden aangegeven, waarna deze in §3.3 nader zullen worden uitgewerkt.

3.2.1. ZES SLEUTELINZICHTEN VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET NET

De uitkomst van deze studie laat toe om bepaalde strategische inzichten te verwerven omtrent de optimale integratie van offshore windenergie in het **Europese en Belgische Transmissienet**.

FIGUUR 3.1: ZES SLEUTELINZICHTEN VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET NET

Op Europees niveau:

1. **Stimuleren van offshore hernieuwbare energie is een “no-regret”**
   De optimale integratie van 190 GW offshore wind, op de horizon 2035, in het elektriciteitssysteem laat toe om de relatieve totale systeemkost[1] van het elektriciteitssysteem te doen afnemen met 20%. Dit leidt tevens tot een reductie van de CO_2-emissies in het elektriciteitssysteem met 90% t.o.v. 1990, hetgeen het kritiek pad naar koolstofneutraliteit mogelijk maakt. De snelheid van offshore wind integratie dient hiervoor wel met een factor 4 te stijgen, van 3 GW/jaar naar 12 GW/jaar.
2. **Het gebruik van hybride interconnectoren en offshore vermazing leidt tot een hogere kosten-efficiëntie in de uitbouw en uitbating van het elektriciteitssysteem als geheel.**
   Gebruik maken van hybride interconnectoren en offshore vermazing leidt verder tot een significante reductie in deze relatieve totale systeemkost van 5-6 miljard euro per jaar. Deze baten worden sterk gedreven door een beter gebruik van de infrastructuur en algemene-decorrelatie effecten van zowel verbruik als productie op Europees niveau. Daarom is een intensieve coördinatie en afstemming op Europees vlak van groot belang, om ervoor te zorgen dat de juiste keuzes gemaakt worden in de selectie van de meest geschikte locaties en de stapsgewijze uitbouw van noodzakelijke infrastructuur.

   Deze optimale kostenefficiënte infrastructuur zal hiernaast ook de haalbaarheid van de energietransitie ondersteunen en de negatieve milieueffecten kunnen beperken, gezien er in totaal minder infrastructuur nodig is.

   Het tijdig ontwikkelen van de nodige technologische oplossingen (multi-terminal, multi-vendor - zie §2.3 Technologie in de energietransitie), vormt actueel de grootste onzekerheid en is een absolute voorwaarde om dit realiteit te maken.

   Gezien echter de snelheid waarmee de uitrol zich dient te voltrekken en de technologische uitdagingen, blijven radiale aansluitingen wel degelijk- een belangrijk deel uitmaken van de oplossing richting 2035. Een maximale anticipatie op deze toekomstige uitbreidingen naar hybride of vermaasde systemen is echter onontbeerlijk in bovenstaande context.
3. **Naast de offshore ontwikkelingen blijven onshore versterkingen, zowel wat betreft grensoverschrijdende verbindingen als het interne net, een noodzakelijke en essentiële hefboom om deze hoeveelheden offshore wind te integreren.**
   De versterking van het onshore netwerk is een cruciaal onderdeel van de puzzel voor een optimale integratie van offshore HEB. De gecoördineerde ontwikkeling van offshore en onshore versterkingen leidt tot een potentiele reductie van ~50% in de relatieve totale systeemkost vergeleken met een situatie waarbij enkel het offshore netwerk uitgebouwd wordt. Deze

1 TOTEX = operationele productiekost van het systeem (brandstof + CO_2 emissies + O&M thermisch park exclusief netverliezen) + investeringskost in het systeem (netuitbreiding of realisatie en aansluiting van HEB) + omgevingskosten (societale waarde van CO_2 emissies).

onshore versterkingen omvatten zowel de verdere uitbouw van de onshore interconnecties als de interne netten.

4. **Een offshore Noord-Zuid corridor doorheen de gehele Noordzee vormt in dit kader een fundamentele bouwsteen van het toekomstige Europese netwerk**
   Qua strategische krachtlijnen voor netontwikkelingen komen steeds bepaalde high level corridors naar voren die het offshore windpotentieel van het Noorden linken met het zonnepotentieel in het Zuiden. Een offshore Noord-Zuid as in de Noordzee maakt een essentieel deel uit van beide corridors.

   Verder bouwend op bovenstaande resultaten, leidt de studie ook tot meer gedetailleerde inzichten vanuit Belgisch perspectief:

5. **Offshore ontwikkelingen zijn complementair met de ontwikkeling van de interne backbone en onshore grensoverschrijdende verbindingen met de buurlanden.**
   België dient duidelijk werk te maken van het verder uitbouwen van het onshore netwerk en onshore interconnecties met alle buurlanden. Voor wat betreft de interconnecties worden de resultaten van de IOSN-oefening uitgevoerd door ENTSO-E grotendeels bevestigd met bijkomende noden voor grensoverschrijdende capaciteit met Frankrijk, Nederland en Duitsland.

   Het is echter van fundamenteel belang dat het interne 380 kV netwerk op een voldoende robuuste wijze is uitgebouwd om zowel de hernieuwbare energie van de energiehub naar de verbruikerscentra te transporteren en de bijkomende internationale energie-uitwisselingen mogelijk te maken. Deze noden worden verder behandeld in §3.3.

6. **Eén of meerdere energiehubs voor de Belgische kust vormen een basiselement van een kostenefficiënte integratie van RES in het Europese en Belgische Systeem.**
   Via deze energiehub(s) is het mogelijk België te connecteren met andere landen of andere energiehubs. Deze energiehubs vormen dé toegangspoort voor België naar het offshore RES potentieel van de Noordzee. Gezien hernieuwbare energie in België een schaars goed is, is dit een essentieel element om de Belgische samenleving te vergroenen.

3.2.2. WAT HOUDT DE HUIDIGE IOSN-STUDIE VAN ENTSO-E IN?

ENTSO-E voert om de twee jaar een studie uit naar de systeembehoeften (Identification of System Needs - IoSN), als onderdeel van het tienjarenplan voor netwerkontwikkeling (Ten-Year Network Development Plan - TYNDP) op Europees niveau. De IoSN-studie wordt op een gecentraliseerde en gecoördineerde manier met de Europese transmissienetbeheerders (TSO's) uitgevoerd en heeft als doel de verschillende behoeften van het energiesysteem voor de toekomst, doorgaans met een horizon van 10 tot 20 jaar, in kaart brengen. Het laatste publiek beschikbare rapport is de IoSN-studie van het TYNDP 2020 (IoSN 2020), terwijl de IoSN-studie van het TYNDP 2022 (IoSN 2022) zich op het moment van schrijven van dit ontwikkelingsplan in de afrondingsfase bevindt.

De IoSN-studie van ENTSO-E identificeert de behoefte aan een toename van de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit voor het totale Europese systeem. Het objectief is om de meest kostenefficiënte combinatie van grensoverschrijdende capaciteitsverhogingen op Europees niveau vast te stellen, waarbij alle Europese grenzen tegelijkertijd mee in beschouwing genomen worden. Gezien de complexiteit van een dergelijke oefening en de invloed van hypothesen en onzekerheden, dient deze oplossing niet beschouwd te worden als dé enige finale optimale oplossing. Het resultaat geeft vooral de richting aan van de meest optimale oplossing en dient beschouwd te worden als een startpunt voor verdere gedetailleerde analyses op projectniveau.

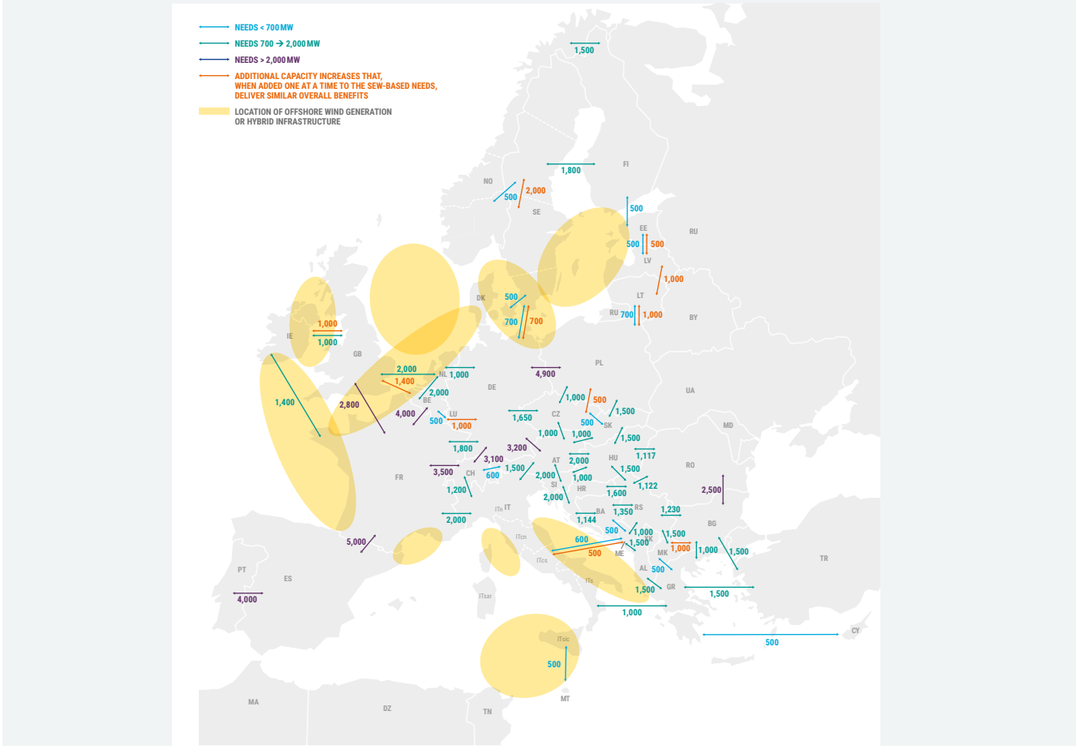
Als zodanig verschaft de IoSN-studie inzichten en is zij niet bindend. Het is natuurlijk wel een noodzakelijke en essentiële stap in de langetermijnplanning van de Europese elektriciteitsinfrastructuur. In de IoSN-studie wordt de toevoeging van netinfrastructuur en de daaraan verbonden kosten afgewogen ten opzichte van de extra Europese socio-economische welvaart die door deze nieuwe infrastructuur op de elektriciteitsmarkt wordt gecreëerd. In de IoSN-studie worden in dit verband ook de verwachte resterende CO_2-uitstoot en de inperkingen op de productie (curtailment) van HEB geanalyseerd. Tenslotte worden ook flexibiliteit en stabiliteit nauwer bekeken, dewelke evenzeer beïnvloed worden door inzet van grensoverschrijdende transmissiecapaciteit.

Aan de vastgestelde systeembehoeften kan in het algemeen op verschillende manieren worden voldaan zoals door middel van inzet van verhoogde grensoverschrijdende transmissiecapaciteit, productie, stockage, vraagbeheer en hybride[2] netinfrastructuur. Toenemende markuitwisselingen alsook wijzigingen in productiebronnen en afname zullen ook extra druk op de nationale netten teweegbrengen en bijhorende interne versterkingen nodig maken. Zodra de vastgestelde systeembehoeften resulteren in concrete projecten, moet de meest geschikte oplossing in de fase van het vaststellen van de projectdefinitie opnieuw worden bevestigd door middel van een kostenbatenanalyse en kunnen er ook nieuwe systeembehoeften voor interne versterkingen ontstaan (zie §3.2). De IoSN-studie op zich moet daarom op individueel projectniveau worden aangevuld met een multicriteria kosten-batenanalyse (CBA) om de systeemwaarde in meerdere scenario's op een meer gedetailleerde manier te bepalen. Deze multicriteria analyse wordt zo ook door ENTSO-E uitgevoerd volgend op de IoSN studie in het kader van het tweejaarlijkse TYNDP-proces.

De belangrijkste resultaten van de IoSN 2020-studie worden hieronder in Figuur 3.2 geïllustreerd voor de horizon 2040. Dit beeld zal worden gebruikt als een eerste referentie voor vergelijking met latere resultaten die zijn verkregen via de binnen Elia ontwikkelde **KARI-aanpak** (dit is de naam van het model dat door Elia wordt gebruikt om IoSN-studies uit te voeren). De resultaten van de ENTSO-E IoSN voor de horizon 2040 laten zien dat er behoefte is aan verdere versterkingen van directe grensoverschrijdende transmissiecapaciteit– bovenop het verwachte elektriciteitsnetwerk in 2025 – op de grenzen met Nederland (+2GW), Frankrijk (+4GW), Luxemburg (+500MW) en het Verenigd Koninkrijk (+1,4GW). De omvang van behoeften per grens verschillen per tijdshorizon en per marktscenario en worden zodus aangevuld met verdere kostenbatenanalyse in de TYNDP-publicatie.

Wat de integratie van offshore HEB in het elektriciteitssysteem betreft, zoals eerder vermeld één van de grote doelstellingen voor het huidige en de komende decennia, worden in de TYNDP IoSN 2020-studie potentieel interessante corridors aangegeven (aangeduid in het geel op Figuur 3.2). Een belangrijke opmerking is dat in de TYNDP IoSN 2020-studie vermeld wordt dat het modelleren van offshore HEB en het bijhorende offshore netwerk door ENTSO-E nog niet beschouwd is als een optimalisatievariabele [ENT-8][3]. Voor de TYNDP IoSN 2022 oefening is een eerste offshore-integratiestudie gestart, maar deze heeft nog geen pan-Europese resultaten opgeleverd. Om deze voorlopige lacune in het kader van het huidige Federale Ontwikkelingsplan op te vullen, heeft Elia een aanvullende studie uitgevoerd.

FIGUUR 3.2: ENTSO-E-RESULTATEN VAN DE IOSN 2020-STUDIE (FIG. 1.6) VOOR DE TIJDSHORIZON VAN 2040



2 Waarbij de netinfrastuctuur een duale of meervoudige invulling geeft, zoals bv. een combinatie van een productiebron en grensoverschrijdende transmissiecapaciteit.

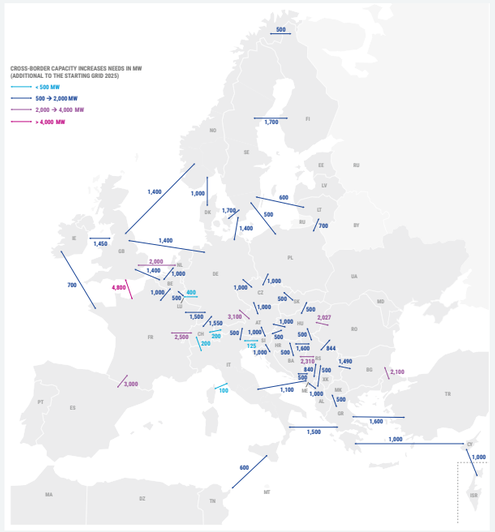
3 IoSN 2020 - Hoofdstuk 3 - blz. 36 "*Een andere beperking is dat de huidige methodologie voor het meten van de systeembehoeften geen hybride offshore projecten identificeert, d.w.z. de combinatie van interconnecties en offshore opwekking. Dit is te wijten aan het feit dat het vaststellen van de optimale aansluiting van offshore opgewekte energie niet tot de taken van het TYNDP behoort. Opwekkingseenheden maken dus over het algemeen deel uit van de scenario's maar de kosten en routering van hun aansluiting op het net maken geen deel uit van de opdracht tot optimalisatie van de systeembehoeften*".

De belangrijkste resultaten van de TYNDP studie IoSN in 2022, zowel voor tijdshorizon 2030 als voor tijdshorizon 2040, zijn ter referentie en in Figuur 3.3 en Figuur 3.4 hieronder bijgevoegd. De indicatieve resultaten in het bottom-up marktscenario 'National Trends' herbevestigen in het algemeen eerdere resultaten van dezelfde studie in 2020, maar voor sommige grenzen zijn er andere versterkingsbehoeften geïdentificeerd.

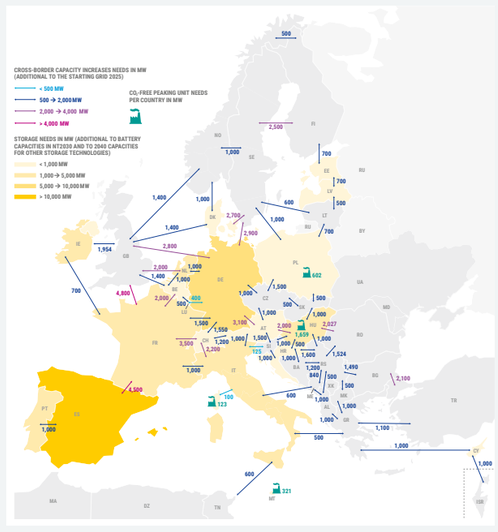
Op basis van het verwachte elektriciteitsnetwerk in 2025 (startnet) worden er voor de horizon van 2030 directe grensoverschrijdende versterkingsbehoeften vastgesteld met Nederland (+1 GW), Frankrijk (+1 GW), het Verenigd Koninkrijk (+1,4 GW) en Luxemburg (+500 MW), terwijl voor de horizon 2040, ook in vergelijking met het startnet, de volgende versterkingsbehoeften werden vastgesteld: met Nederland (+1 GW), Frankrijk (+ 2GW), het Verenigd Koninkrijk (+1,4 GW), Luxemburg (+500 MW).

Voor de horizon van 2040 heeft ENTSO-E alternatieve investeringen in technologieën zoals batterijen en piekeenheden in overweging genomen als sensitiviteit. De resultaten voor België bevestigen de vastgestelde marktuitwisselingscapaciteiten op alle grenzen, behalve voor Duitsland (+1 GW) hetgeen natuurlijk met verdere kostenbaten-analyse moet geanalyseerd worden. Tevens dient er rekening mee gehouden te worden dat het hier enkel het "National Trends" scenario betreft en de andere scenario's, met meer HEB en meer elektrificatie, niet werden geanalyseerd door ENTSO-E. Voor België werd er zo bovenop de gemelde marktuitwisselingsbehoeften tegen 2040 net geen +1 GW aan stockagemiddelen weerhouden, bovenop de dan reeds geplande productiemix in de TYNDP scenario's, om zo ongeveer tot 2,7 GW uit te komen aan totale stockage middelen (batterijen en pompstockagecentrales). In het algemeen vormt stockage voor de horizon van 2040 op Europees niveau meestal een aanvulling op de interconnectiebehoeften en kunnen zij helpen om de CO_2-uitstoot verder terug te dringen en andere drijvende krachten achter de netinfrastructuur, zoals convergentie van de groothandelsprijzen, bevoorradingszekerheid en systeemflexibiliteit, te ondersteunen.

FIGUUR 3.3: IOSN 2022 RESULTATEN OP DE 2030 HORIZON IN HET SCENARIO "NATIONAL TRENDS" (FIGUUR 1.1 IN TYNDP STUDIE IOSN - ZIE §7.13)



FIGUUR 3.4: IOSN 2022 RESULTATEN OP DE 2040 HORIZON IN HET SCENARIO "NATIONAL TRENDS" (FIGUUR 1.3 IN TYNDP STUDIE IOSN - ZIE §7.13)



3.2.3. WAT IS HET VOORWERP VAN DE AANVULLENDE STUDIE VAN ELIA?

In elk Federaal Ontwikkelingsplan moet worden gezorgd voor coherentie met de door ENTSO-E uitgevoerde TYNDP-studies. Tezelfdertijd moet worden erkend dat de TYNDP IoSN-studie van ENTSO-E geen statisch product is, maar mee moet evolueren met in een snel veranderende context. Vooral met betrekking tot offshore ontwikkelingen worden momenteel verbeteringen in de methodologie aangebracht. Gezien het belang voor België om toegang te krijgen tot offshore windproductie in de Noordzee en gelet op de lange doorlooptijden om de nodige infrastructuur te ontwikkelen, heeft Elia in het kader van het Federale Ontwikkelingsplan een aanvullende studie uitgevoerd. Er zal hiervoor ook een coördinatie en vergelijk plaatsvinden met de toekomstige TYNDP IoSN-oefeningen. Het belangrijkste verschil tussen de twee studies ligt in het feit dat, terwijl de offshore HEB-capaciteiten in de TYNDP IoSN-studie als vaste inputdata worden beschouwd, deze in de Elia studie samen met de infrastructuurbehoeften worden geoptimaliseerd. In deze aanvullende studie, KARI[4] genaamd, wordt gezocht naar **een optimale integratie van offshore HEB (en meer specifiek offshore wind) in Europa richting 2035**.

- ***"een optimale (integratie)":*** aangezien de resultaten van veel verschillende factoren zullen afhangen, is het niet de betrachting om één enkel optimaal systeem te definiëren en als zodanig te realiseren. Integendeel, het doel is de algemene tendensen vast te stellen die in de verschillende onderzochte toekomsten geldig blijven. Door deze tendensen in kaart te brengen, zal worden aangetoond dat de in dit Federaal Ontwikkelingsplan opgenomen projecten de verschillende potentiële toekomstscenario's mogelijk maken.
- ***"integratie van offshore HEB":*** de doelstelling is veel breder dan het vaststellen van de behoefte aan nieuwe offshore infrastructuur. Offshore & onshore infrastructuur, offshore & onshore HEB-capaciteiten, CO_2-emissies, maatschappelijke kosten, … zijn allemaal onlosmakelijk met elkaar verbonden. Het zoeken naar optima vereist dus een integrale overkoepelende aanpak.
- ***"in Europa":*** de uitdaging om HEB te integreren & CO_2 reductie te bekomen is in de eerste plaats een Europese uitdaging. Noch elektronen, noch CO_2-emissies houden rekening met landsgrenzen. Opdat België de verwezenlijking van de Europese doelstellingen zou kunnen ondersteunen, moet het Belgische Federale Ontwikkelingsplan in een Europese context worden opgevat.
- ***"voor 2035":*** de tijdshorizon van 2035 komt overeen met die van het huidige Federale Ontwikkelingsplan. Uiteraard is 2035 slechts een tussenstap naar 2040 en uiteindelijk 2050, wanneer Europa zijn CO_2-neutraliteit van het volledige energiesysteem zal moeten realiseren. Bovendien verschaft het aanvullende informatie, aangezien de TYNDP IoSN2022-studie van ENTSOE enkel toegespitst is op de horizonten 2030 en 2040.

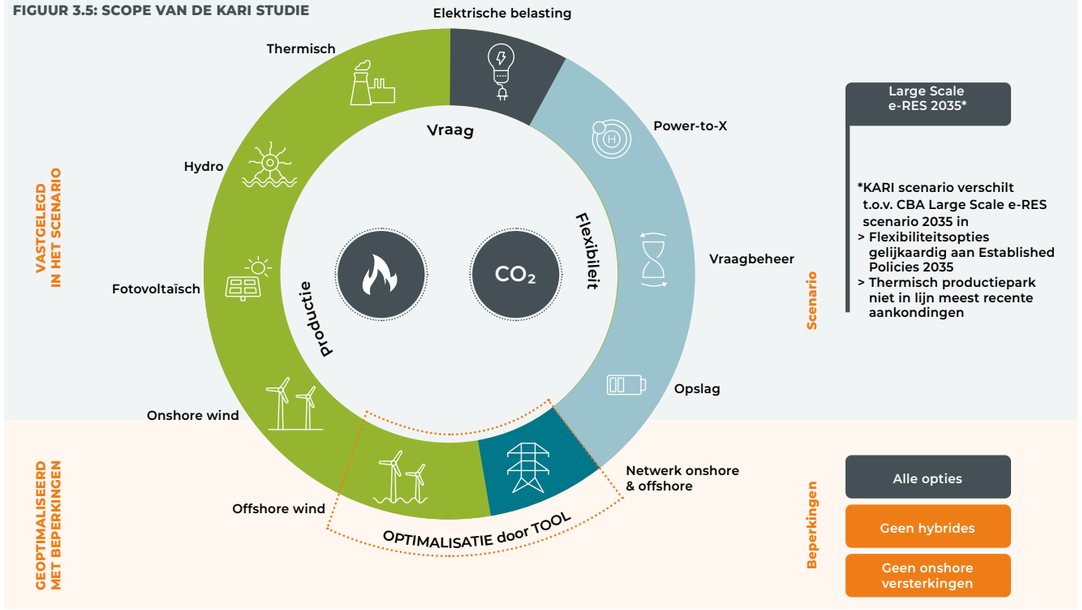
	IOSN 2020 (ENTSO-E)	KARI (ELIA)
Tijdshorizon	2030 & 2040	2035
Marktscenario	National Trends 2030/2040	Large scale e-RES 2035*
Modellering	Zonaal model	Zonaal model
Startnet	MAF2025	Update van MAF 2025 **
Klimaatjaren	1 klimaatjaar	3 klimaatjaren
Investeringskandidaten / geoptimaliseerde elementen	Grensoverschrijdende verbindingen	Grensoverschrijdende verbindingen Interne onshore versterkingen offshore configuratie (RES & NET)
Doelfunctie ter minimisatie	TOTEX***	TOTEX**** Andere doelfuncties zijn mogelijk (e.g. RES-E deel, CO_2 –reductie)

* Model gealigneerd met Large Scale e—RES, behalve flexibiliteit en thermische productie dewelke gealigneerd zijn met Established policies
** Startnet gebaseerd op MAF 2025 aangevuld met informatie van TYNDP 2022 en nationale plannen
*** TOTEX = operationele productiekost van het systeem (brandstof + CO_2 emissies + O&M thermisch park exclusief netverliezen) + investeringskost in het systeem (netuitbreiding)
**** TOTEX = operationele productiekost van het systeem (brandstof + CO_2 emissies + O&M thermisch park exclusief netverliezen) + investeringskost in het systeem (netuitbreiding en realisatie + aansluiting van HEB) + omgevingskosten (societale waarde van CO_2 emissies)

4 Kári is de zoon van Fornjót in de Noorse mythologie. Hij is de personificatie van de wind.

Uitgaande van een referentienetwerk en een reeks algemene (nationale doelstellingen, standaardkosten, potentieel van offshore HEB, ...) en scenario-specifieke veronderstellingen (energieproductiemix, elektriciteitsverbruik, flexibiliteitsmiddelen), zal KARI stelselmatig nieuwe offshore hernieuwbare productie geleidelijk en optimaal in het elektrische systeem integreren tot een bepaald doel is bereikt. Deze optimalisering kan ook worden onderworpen aan verschillende beperkingen om de realiteit op het terrein verbeterd weer te geven (bv. beperkte capaciteitstoename per decennium op een bepaalde corridor) of om verschillende netwerkontwikkelingsstrategieën met elkaar te kunnen vergelijken (bv. geen onshore ontwikkelingen of geen offshore hybride systemen). Al deze elementen zijn samengevat in Figuur 3.5 en worden hieronder nader beschreven. Uiteraard moet bij de interpretatie van de studieresultaten ook aandacht worden besteed aan de criteria die in een dergelijke analyse (nog) niet in aanmerking genomen zijn. Typische voorbeelden van deze laatste criteria zijn de politieke steun, financiering, milieuaspecten of de aanvaarding door het publiek.

FIGUUR 3.5: SCOPE VAN DE KARI STUDIE



3.2.3.1. Marktscenario

Wat het marktscenario betreft, is de voorgestelde KARI-studie gericht op één marktscenario waarin de grootschalige uitrol van HEB wordt beoogd en dat grotendeels[5] overeenkomt met het "Large scale eRES"-scenario voor 2035 (§2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet). Een belangrijk verschil zijn echter de veronderstelde capaciteiten van stockage, vraagbeheer en P2X dewelke uit het "Established Policies" scenario voor 2035 komen. Zoals te zien is in Figuur 3.5, worden op basis van dit scenario bepaalde parameters vastgelegd: de hoeveelheid onshore wind, zonne-energie en thermische energie, het elektriciteitsverbruik en de beschikbare flexibiliteitsmiddelen. **De offshore windenergie en netinfrastructuur liggen uiteraard niet vast, aangezien dit precies de elementen zijn die moeten worden geoptimaliseerd**.

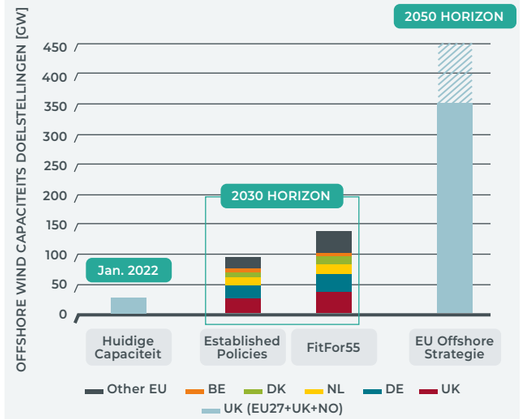
In deze KARI-studie wordt niet ingezoomd op andere marktscenario's of op de tijdshorizonten 2040 en 2050. De KARI-studie focust op de verwachte algemene welvaartseffecten binnen de Europese markt ten opzichte van de investeringen in en exploitatiekosten van het elektriciteitsnet.

5 In de FOP-scenario's werd de P2X capaciteit geoptimaliseerd (paragraaf 2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet). Deze hypothesen zijn niet alle meegenomen in de KARI-studie, aangezien deze laatste eerder werd gestart.

3.2.3.2. Ambities op het vlak van offshore HEB in Europa

De meest recente ambities en aankondigingen, zoals deze eind 2021 rond offshore windenergie bekend waren, worden geïllustreerd in Figuur 3.6 hieronder. Hierbij dient te worden aangestipt dat de recente ambitieverhogingen die in veel EU-landen voor 2022 zijn aangekondigd, nog niet bekend waren toen de studie werd uitgevoerd en in Figuur 3.6 dus nog niet in aanmerking zijn genomen.

FIGUUR 3.6: AMBITIES MET BETREKKING TOT ONTWIKKELING VAN OFFSHORE WIND CAPACITEIT



Opmerkingen
- Huidige capaciteit geïnstalleerd op 1 januari 2022 (WindEurope 2021 statistieken)
- Doelstelling voor 2050 horizon bevat 300 GW voor EU27 en dus een range van 350 – 450GW voor EU27+UK+NO
- Enkel offshore wind capaciteit – oceaan, getijden en drijvende fotovoltaïscheenergie niet beschouwd

Om deze ambities te weerspiegelen, is in de uitgangssituatie en in het referentienetwerk uitgegaan van een vooraf bepaald niveau van radiaal aangesloten offshore windenergie van ~120 GW voor individuele lidstaten. Deze aanpak is gekozen om het nodige evenwicht te bewaren tussen een volledige Europese optimaliseringsaanpak en de verwachte individuele nationale CO_2-reductie-inspanningen, coherent met de meest recente aangekondigde nationale plannen. Veel van de geplande offshore windparken in Europa zijn effectief in ontwikkeling en voor de meeste ervan is het aansluitingstype (bv. radiaal) bekend.

Ook is het belangrijk om aan te geven dat deze ambities in de loop van 2022 door de lidstaten per zeebekken zullen moeten worden geactualiseerd en geconsolideerd, zoals bepaald in de herziening van de verordening inzake TEN-E[6]. De vaststelling van HEB-doelstellingen per zeebekken is een eerste belangrijke stap in de richting van de zogenaamde "Offshore Network Development Plans" (ONDP's - offshore netontwikkelingsplannen). De bevindingen van de KARI-studie kunnen ook een waardevolle ondersteuning bieden in het kader van het opstellen van deze ONDP's.

3.2.3.3. Referentienetwerk en algemene veronderstellingen

Het startpunt van de KARI-studie is het ENTSO-E-referentienetwerk voor de horizon 2027 en werd aangevuld met de informatie uit de meest recente TYNDP 2020, TYNDP 2022 studies en de nationale ontwikkelingsplannen. Op die manier wordt de consistentie met de TYNDP-studies van ENTSO-E verzekerd. Voor België in het bijzonder betekent dit dat het onshore netwerk reeds aanzienlijk is versterkt in het startnet (d.w.z. volledige realisatie van de versterking van de backbone met HTLS). Er moet op gewezen worden dat de Belgische interconnecties die ter goedkeuring of ter indicatie zijn ingediend in dit Federale Ontwikkelingsplan niet in het referentienetwerk zitten. Concreet betekent dit dat onder andere, TritonLink, Nautilus, de versterking van de as Lonny-Achêne-Gramme niet in het referentienetwerk inbegrepen zijn.

Per aansluitingstype (AC- versus DC-versterkingen, onshore versus offshore bekabeling, afstand, ...) worden generieke gegevens, zoals gestandaardiseerde kosten, gebruikt voor het volledige systeem (dus bijvoorbeeld geen variantie in functie van de locatie). Dit is natuurlijk een inherente benadering van de werkelijkheid, maar het stelt de optimalisatie in staat om alle beschikbare opties gezamenlijk en eerlijk in overweging te nemen.

In de KARI-studie is alleen het potentieel van offshore windenergie geanalyseerd; er is geen rekening gehouden met andere soorten offshore HEB (bv. getijdenenergie, golfenergie, drijvende zonne-energie, ...). Dit offshore windenergiepotentieel is geïdentificeerd en in kaart gebracht via een gedetailleerde aanpak, waarbij als startpunt de databank van 4COffshore [4CO-1] genomen werd, maar waarbij ook rekening gehouden werd met zowel geografische beperkingen (bathymetrie, scheepvaartroutes, milieuzones, enz.) als met de meest recent geïdentificeerde offshore concessies in nationale plannen voor de exploitatie en uitbouw van windenergie. Het totale potentieel aan offshore wind dat tegen 2035 in Europa elektrisch geïntegreerd zou kunnen worden, bedraagt ~230 GW. Aangezien ~120 GW wordt beschouwd als radiaal aangesloten (d.w.z. in het referentienetwerk opgenomen), heeft het algoritme de vrijheid om tot 110 GW extra offshore windparken elektrisch te integreren. Wat België betreft qua offshore windproductie, is 5,8 GW offshore windenergie radiaal aangesloten en is er geen extra potentieel voorzien tegen 2035 voor de KARI-studie. De mogelijkheid om in België tot 8 GW offshore HEB te ontwikkelen is wel al in overweging genomen in dit Federale Ontwikkelingsplan, maar enkel

6 Trans-European Network of Electricity.

richting 2040 (zie §4.2.5: Verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee).

In het algoritme wordt ook rekening gehouden met de kosten van de offshore windparken en de afstanden om deze aan te sluiten en wordt een onderscheid gemaakt tussen vast verankerde windturbines en drijvende windturbines.

Het algemene uitgangspunt voor Europa wordt geïllustreerd in Figuur 3.7 hieronder, die ook de gekozen zonale modelleringsaanpak laat zien, waarbij landen in verschillende zones zijn verdeeld om de interne knelpunten nauwkeuriger weer te geven. Voor studies op lange termijn laat een dergelijke aanpak toe om een globaal optimaal systeem te vinden dat onafhankelijk is van de huidige marktregels en dat zich in een dergelijke tijdshorizon nog verder kan ontwikkelen. Een dergelijke aanpak wordt ook gevolgd in andere lange termijnstudies, zoals de TYNDP IoSN- of e-Highway 2050-studie [EHI-1].

FIGUUR 3.7: ZONAAL MODEL & OFFSHORE HEB-POTENTIEEL VOOR KARI IOSN-STUDIE TEGEN 2035 (ZIE §7.13 FIGUREN)

Ten slotte wordt, zoals te zien is op bovenstaande kaart in Figuur 3.7, een onderscheid gemaakt tussen radiaal aangesloten offshore windmolenparken (met een standaardcapaciteit van 2 GW) en radiaal aangesloten 'hubs' (die veel grotere windcapaciteiten hebben). Radiaal aangesloten hubs bestaan uit verschillende offshore windmolenparken dewelke samen aansluiten op een centrale offshore locatie (hub genoemd). Deze hub wordt op zijn beurt aangesloten op het onshore net. Er worden 6 hubs[7] in het referentienetwerk geplaatst om de huidige ambities te weerspiegelen. Eén daarvan bevindt zich in het Belgische deel van de Noordzee en sluit 3,5 GW offshore windenergie aan als startpunt. Dergelijke hubs op zee worden verondersteld om, zonder extra kost op de hub, additionele hybride en traditionele grensoverschrijdende versterkingen en windparken te kunnen verbinden. Merk op dat het algoritme de mogelijkheid beschouwt om deze Belgische energie-hub voor de Belgische kust te verbinden met andere windparken, energiehubs, eilanden of landen.

7 Het betreft hier één Belgische Hub, twee Deense Hubs (Baltic Sea Bornholm Energy Island & North Sea Energy Island), één hub in het VK, één hub in Duitsland en één Nederlandse hub (North Sea Wind Power Hub), gebaseerd op recente aankondigingen van diverse lidstaten of gekende projecten.

3.2.3.4. Doelfunctie

Er kan worden gezocht naar verschillende optima voor de tijdshorizon van 2035 dewelke afhankelijk zijn van de vooropgestelde doelstellingen. In het algoritme wordt dit gereflecteerd via de doelfunctie. De doelfunctie die voor KARI in het kader van dit Federale Ontwikkelingsplan wordt gebruikt, is de laagste totale systeemkost (incl. exploitatiekost, maatschappelijke kost van CO_2, investeringen in windenergie en transmissiekosten). Merk op dat andere "stopcriteria" zoals het bereiken van een bepaald aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie (HEB-E) of een bepaald niveau van CO_2-intensiteit ook gezet kunnen worden. Bijvoorbeeld, indien het aandeel van hernieuwbare elektriciteitsproductie in de totale elektriciteitsvraag in Europa tegen 2035 gemiddeld nog niet een minimumpercentage van 75% zou hebben bereikt in het optimum door het nastreven van de laagste totale systeemkost, kan het algoritme extra offshore HEB blijven integreren indien dergelijk stopcriterium gezet wordt. Op die manier is de consistentie verzekerd tussen de resultaten van KARI en het vereiste Europese decarbonisatietraject om tegen 2050 koolstofneutraliteit in het volledige energiesysteem te bereiken. Richting 2035 kan een dergelijk minimumpercentage van 75% HEB-E aandeel als streefcijfer aldus zinvol zijn en werd afgeleid door middel van extrapolatie van het gekende HEB-E-aandeel voor 2030 in Fit For 55 scenario's.

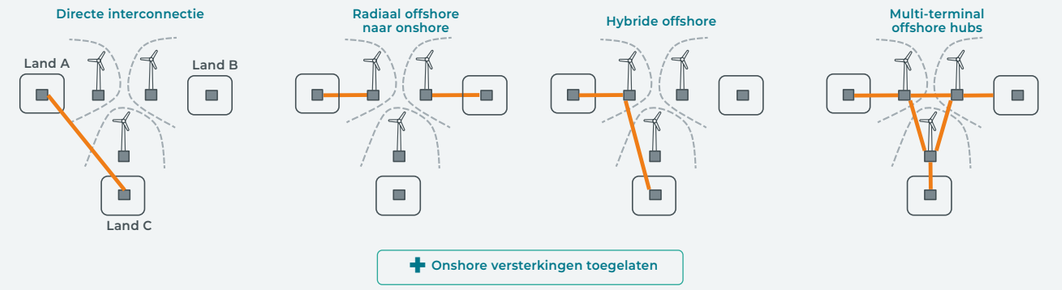
3.2.3.5. Beperkingen

Er worden enkele algemene beperkingen opgelegd in het KARI-algoritme, naast de keuze van de doelfunctie, om zo de realiteit in het veld beter weer te geven en te zorgen voor realistische studieresultaten. Zo kunnen verbindingen vanuit een radiaal aangesloten offshore windmolenpark alleen evolueren tot een enkelvoudig hybride systeem door één extra verbinding met een andere hub of een ander land te verbinden. Het doel is om hierbij de typische ruimtebeperkingen op offshore platforms weer te geven. Daarentegen worden er geen beperkingen gesteld aan energiehubs (waarvan er 6 verondersteld zijn richting horizon 2035), ervan uitgaande dat ruimtebeperkingen in dit geval minder een probleem vormen en dat hier beter op kan worden ingespeeld. De directe verbindingen tussen offshore HEB en het onshore netwerk (hybride of radiale verbindingen) zijn beperkt tot kust- en naburige zones. Gezien de opdeling van België in drie zones, betekent dit concreet dat een aansluiting verder in land tot de mogelijkheden behoort. Daarnaast is het tempo van mogelijke transmissiecapaciteit verhogingen voor elke corridor beperkt om de doorlooptijd van dergelijke projecten adequater mee in rekening te brengen. Wel wordt, gelet op de 2035 tijdshorizon van de studie, ervan uitgegaan dat de vereiste technologische vooruitgang verwezenlijkt is (zie §2.3 Technologie in de energietransitie) om de beoogde multi-terminalsystemen daadwerkelijk te kunnen inzetten. Er wordt met andere woorden geen rekening gehouden met specifieke technologische beperkingen in verband met de ontwikkeling van multi-terminalsystemen.

Naast deze algemene beperkingen worden 3 specifieke beperkingen gehanteerd om verschillende netwerkontwikkelingsstrategieën met elkaar te vergelijken:

- ***Alle opties:*** toegang tot alle opties vermeld in Figuur 3.8 hieronder.
- ***Geen hybride systemen*:** de hybride systemen en offshore multi-terminal hubs zijn uitgesloten. Dit betekent dat de integratie van offshore HEB uitsluitend via radiale aansluitingen wordt gerealiseerd.
- ***Geen onshore versterking*:** alleen toegang tot offshore ontwikkelingen. Dit geeft een idee van hoe het systeem eruit zou zien als alle onshore versterkingen (buiten diegene die al in het referentienetwerk zijn opgenomen) geblokkeerd zouden zijn.

FIGUUR 3.8: BESCHIKBARE CATEGORIEËN VAN INVESTERINGSKANDIDATEN VOOR DE INTEGRATIE VAN OFFSHORE HEB

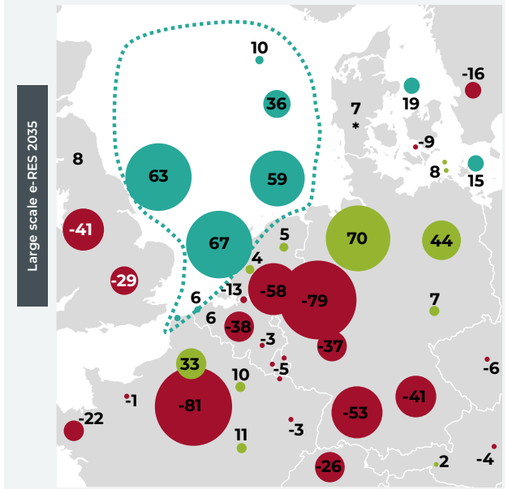


3.2.4. BELANGRIJKSTE RESULTATEN VOOR EUROPA RICHTING 2035

3.2.4.1. Algemene resultaten

Bij het bereiken van het optimum van de vastgestelde doelfunctie in de netstudie (zie §3.2.3.4) is een aanzienlijke hoeveelheid bijkomende offshore windproductie en netinfrastructuur geïntegreerd in vergelijking met het startpunt van het referentienetwerk. Het is belangrijk erop te wijzen dat de doelfunctie om te streven naar minimale relatieve totale systeemkost heeft geleid tot een HEB-E-aandeel van meer dan 75% van de Europese elektriciteitsvraag. Dit resulteert in een netto energiebalans per zone zoals hieronder samengevat in Figuur 3.9. De blauwe cirkels op de figuur tonen de netto-uitvoer van offshore windenergie in TWh die zijn weg moet vinden naar de vandaag bekende belastingcentra aan de kust en op het vasteland, aangegeven in rode cirkels.

FIGUUR 3.9: NETTO ENERGIE BALANS NA OPTIMALISATIE



+ Netto export zone onshore
- Netto import zone onshore

} Inclusief offshore HEB in het startnetwerk

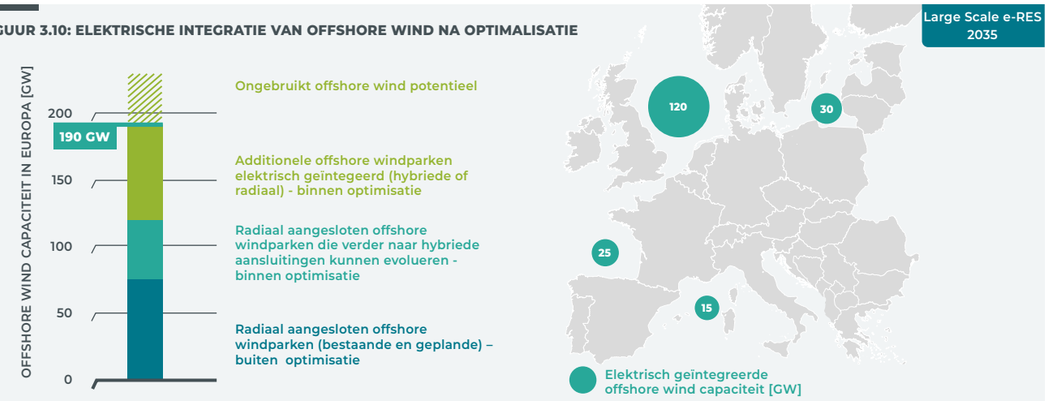
+ Netto productie van optimal aangesloten offshore windparken bovenop het startnetwerk*

* Windparken individueel gesimuleerd maar resultaten geaggregeerd op de figuur

Offshore windenergie in de Noordzee moet worden geëvacueerd naar de verbruikscentra, die verder landinwaarts liggen. Een toename van de belasting en/of een verplaatsing naar de kustgebieden kan worden onderzocht.

Ongeveer 190 GW offshore wind van het vastgestelde potentieel van 230 GW (in deze studie) op de horizon 2035 is samen met de nodige offshore en onshore netinfrastructuur op een socio-economisch efficiënte manier en met inachtneming van de opgelegde systeembeperkingen **elektrisch** geïntegreerd. Dit betekent dat de optimalisatie ongeveer 70 GW heeft toegevoegd bovenop de 120 GW radiaal aangesloten offshore wind in het startpunt van het referentienetwerk. Voor de verschillende Europese zeeën, is het meer gedetailleerde resultaat van deze elektrisch geïntegreerde capaciteit vanuit offshore windparken als volgt: voor de Noordzee 120 GW, voor de Baltische Zee 30 GW, voor de Middellandse Zee 15 GW en rond de Atlantische Oceaan (Keltische Zee, Golf van Biskaje, Iberische kust) 25 GW. Deze resultaten worden geïllustreerd in onderstaande Figuur 3.10.

FIGUUR 3.10: ELEKTRISCHE INTEGRATIE VAN OFFSHORE WIND NA OPTIMALISATIE



Een eerste vaststelling is dat een deel van het totale potentieel van offshore windparken (nog) niet is aangesloten. Dit impliceert dat het belangrijk is om maximaal de juiste concessies te ontwikkelen, wat alleen kan worden bereikt door een gecoördineerde ontwikkeling van offshore infrastructuur op EU-niveau.

Tegelijkertijd wordt, gezien de enorme hoeveelheid te integreren offshore windenergie, benadrukt dat ook geplande nationale infrastructuuroplossingen (e.g. radiale aansluitingen van offshore wind) moeten worden voortgezet zonder vertraging en dit uiteraard binnen het grotere kader van gecoördineerde Europese ontwikkeling. Deze nationale oplossingen moeten, waar mogelijk, een maximale anticipatie op volgende stappen mogelijk maken (bv. uitbreiding van radiaal aangesloten HEB tot hybride systemen, het faciliteren van een toekomstig vermaasd netwerk op zee via energiehubs of platformen, ...). Op die manier is de kans het grootst dat de CO_2-reductiedoelstellingen voor zowel de korte als de lange termijn op de meest efficiënte manier worden gehaald.

Een andere belangrijke vaststelling is dat de integratiesnelheid van offshore HEB capaciteit zal moeten verviervoudigen[8] om dit Europees resultaat tijdig te kunnen realiseren, waarbij de gemiddelde snelheid tot voor eind 2021 lag op ~ 3GW/jaar en waarbij deze zo spoedig mogelijk moet evolueren om een gemiddelde snelheid van ~ 12GW/jaar te kunnen verzekeren en aldus het overkoepelende 190GW resultaat tijdig te kunnen bereiken.

Ten slotte hebben ook de toestand van het onshore netwerk en de verwachte ontwikkeling van onshore HEB (bv. uitrol van fotovoltaïsche zonnepanelen) een grote invloed op de hoeveelheid optimaal geïntegreerde offshore windenergie. Beide moeten worden gecoördineerd en parallel worden uitgerold om de noden aan netwerkinfrastructuur en flexibiliteit efficiënt te beheren richting een Europees optimum. Het gebruik van de Offshore Netwerkontwikkelingsplannen (ONDP's) vanaf 2023-2024, in de respectieve Europese zeeën, zal ervoor zorgen dat zowel de Europese als de nationale plannen van de lidstaten verder op harmonieuze wijze ontwikkeld en in de IoSN- en TYNDP-studies van ENTSO-E geïntegreerd worden.

3.2.4.2. Vergelijking met ENTSO-E IoSN 2020 resultaten

Tabel 3.1 bevat voor enkele belangrijke parameters een vergelijking tussen de KARI-resultaten en de TYNDP IoSN 2020-resultaten. Zoals hierboven uiteengezet, is het belangrijkste verschil tussen de KARI- en de IoSN 2020-studie dat in de KARI-studie offshore windmolenparken en offshore netwerken als investeringskandidaten worden beschouwd.

Men kan vaststellen dat het effectief in aanmerking nemen van offshore windmolenparken, offshore netwerken en onshore versterkingen voor Europese optimalisatie (via zowel radiale als hybride infrastructuuroplossingen) resulteert in een over het geheel genomen optimaler systeem op het vlak van CO_2-emissies in de elektriciteitssector. Dit is één van de manieren om Europa op koers te houden richting koolstofneutraliteit en ervoor te zorgen dat de voor 'Fit for 55' gestelde tussentijdse doelstellingen in 2030 en de verwachte doelstellingen in 2040 ook effectief kunnen worden gehaald. Een stijging van de relatieve hoeveelheid ingeperkte offshore windenergie (curtailment) wordt ook geobserveerd. Dit biedt bijvoorbeeld mogelijkheden voor verdere elektrische opslag of zelfs elektrolyse, waarbij groene moleculen worden gecreëerd die ook nodig zijn voor het koolstofarm maken van de andere energiedragers (§2.2 Een geïntegreerd energiesysteem).

8 Deze conclusie ligt in lijn met de Roadmap to net zero studie eerder uitgevoerd door Elia, en alwaar de boodschap van een nodige stijging van de business-as-usual snelheid met een factor 3 tot 4 gegeven is.

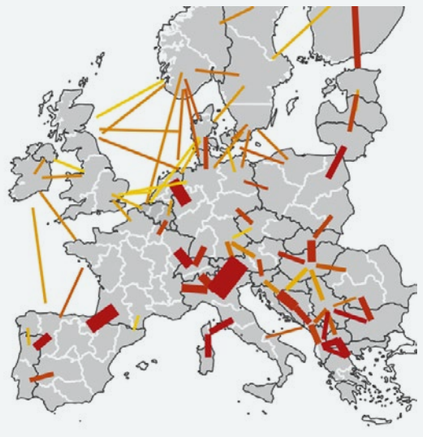
TABEL 3.1: VERGELIJKENDE TABEL - KARI-STUDIE MET HORIZON 2035 EN ENTSOE'S IOSN 2020 STUDIE MET HORIZON 2040

	Entsoe IoSN-studie Horizon 2040 Optimaal netwerk Nationale trends scenario	KARI-studie Horizon 2035 Optimaal netwerk Large scale e-RES-scenario
OWF-capaciteit aan optimum [GW]	130 GW	190 GW
CO_2-uitstoot (% reductie t.o.v. 1990)	-75%	-90%

3.2.4.3. Directe interconnecties

Figuur 3.11 hieronder toont de maximale kosteneffectiviteit van investeringen in rechtstreeks (geen hybride) grensoverschrijdende transmissiecapaciteit die tijdens de optimalisering in het "Large scale e-RES"-scenario voor 2035 worden gerealiseerd. Een kosteneffectiviteit van meer dan 1 betekent dat de baten van een verbin ding groter zijn dan de kosten. Voor de overzichtelijkheid van de kaart zijn verbindingen met een lage kosteneffectiviteit (< 1,4) uit de kaart gefilterd. Interne versterkingen, hybride systemen en radiale aansluitingen van offshore windparken zijn niet op de kaart aangegeven, maar zijn wel degelijk in de optimalisatie opgenomen voor deze berekening.

FIGUUR 3.11: KOSTEN-EFFICIËNTIE VAN DIRECTE GRENSOVERSCHRIJDENDE VERBINDINGEN



Directe offshore en onshore interconnecties blijven kosteneffectief en zijn nodig om het volledige offshore HEB-potentieel te ontsluiten en zo de systemische overgang naar een koolstofarm systeem mogelijk te maken. Zij steunen beiden op noodzakelijke interne versterkingen.

Hier wordt duidelijk dat, naast de integratie van offshore windenergie, ook grensoverschrijdende versterkingen op het land en potentiële directe of indirecte (via hybride) grensoverschrijdende versterkingen via offshore routes interessant blijven voor verder onderzoek. Er is geen directe link tussen de kosteneffectiviteit van - hybride of andere - interconnecties en hun totale lengte. De grotere prijsverschillen tussen marktzones en de complementariteit van de HEB-productieprofielen en verbruiksprofielen rechtvaardigen immers grotere afstanden die directe of indirecte verbindingen tussen dichtbij en verafgelegen landen mogelijk maken. In het algemeen zien we in Europa duidelijk twee overkoepelende corridors ontstaan:

- Eén die van het noordoosten naar het zuidwesten loopt en de Noordse regio en het offshore windpotentieel van de Baltische Zee via de Noordzeelanden verbindt met het zonnige Spanje en Portugal met overwegend fotovoltaïsche zonnepanelen en CSP-installaties.
- En een tweede die meer van het noordwesten naar het zuidoosten loopt, waarbij het potentieel aan duurzame offshore windenergie in de Noordzee meer via de Noordzeelanden en het Balkangebied wordt verbonden met het zonnige Griekenland en Turkije, waar fotovoltaïsche zonnepanelen en CSP-installaties dominant zijn.

De noord-zuidcorridor in de Noordzee is een hoeksteen van beide hierboven genoemde overkoepelende corridors.

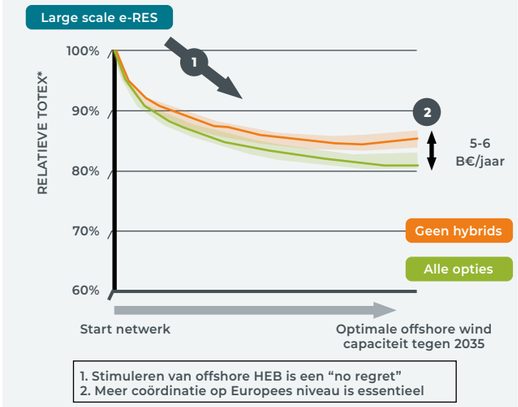
Deze waarnemingen zijn in overeenstemming met de bevindingen van het meest recente Regionale Investeringsplan van 2020 (Noordzee) [ENT-9][9] en met de algemene resultaten van de ENTSO-E IoSN-studie van 2020. Het is echter duidelijk dat de integratie van offshore HEB en offshore netwerken met het oog op de algemene systeembehoeften complementair is met nodige onshore versterkingen.

3.2.4.4. Voordelen van offshore HEB-integratie en offshore netwerken

De voordelen van het Europees systeem van geoptimaliseerde offshore netwerken, waarbij gebruik wordt gemaakt van het potentieel van hybride interconnecties en offshore vermazing, die offshore HEB-productie combineren met de marktuitwisselingscapaciteiten, worden duidelijk weergegeven in Figuur 3.12 hieronder.

9 Zie "RegIP2020_NS_final.pdf".

FIGUUR 3.12: EVOLUTIE VAN DE RELATIEVE TOTEX IN FUNCTIE VAN DE OFFSHORE HEB CAPACITEIT



Uit Figuur 3.12 blijkt hoe de systeemkosten (relatieve TOTEX[10]) drastisch dalen in verhouding tot de toegevoegde offshore windcapaciteit. Enerzijds is een verhoging van de hoeveelheid offshore wind gunstig voor de totale systeemkosten, anderzijds zal, zonder de mogelijkheid van hybride oplossingen offshore, de totale maatschappelijke kosten veel hoger uitvallen. Richting 2035 zou dit verschil zelfs tussen 5 en 6 miljard euro per jaar in dat geval kunnen oplopen.

Lagere kosten betekenen lagere totale maatschappelijke inspanningen, minder negatieve milieueffecten en evenzeer een realistischer ontwikkelingsplan dat de energietransitie tijdig kan realiseren. Hybride systemen op goed gekozen locaties maken immers meer integratie van HEB, aan een lagere totale kost, mogelijk in vergelijking met het gebruik van uitsluitend radiale HEB en traditionele directe interconnecties. Wel blijven radiale aansluitingen deel uitmaken van de beoogde oplossing richting 2035 en kunnen zij in bepaalde situaties een gunstig vertrekpunt vormen voor toekomstige evoluties van het offshore systeem in de richting van hybride systemen en meer vermaasde netten, waarmee HEB-integratie en CO_2-reductie zo snel mogelijk worden verwezenlijkt, in afwachting van toekomstige evoluties op grond van de systeembehoeften. Het is echter duidelijk dat bij een dergelijke uitbreiding van radiale aansluitingen al in de ontwerpfase moet worden geanticipeerd om de technisch-economische haalbaarheid te maximaliseren.

Uit Figuur 3.12 blijkt duidelijk het voordeel van meer hybride interconnecties en een niveau van vermazing in het netwerk, waardoor de offshore HEB kan worden gebundeld en er zo maximaal kan worden geprofiteerd van algemene decorrelatie-effecten om de systeemkosten maximaal terug te dringen. De groene stroom die op deze manier wordt geïntegreerd, zal een positieve bijdrage leveren tot de CO_2-doelstellingen en de totale systeemkosten voor de EU verlagen, zelfs wanneer niet altijd de maximale output kan worden aangewend. Deze "gecurtailde" energie van HEB biedt een duidelijk potentieel voor zowel stockage als sectoroverschrijdende voordelen om bijvoorbeeld om via elektrolyse groene moleculen te produceren en zo de totale systemische CO_2-uitstoot verder te verminderen.

3.2.4.5. Versterking van het onshore net blijft essentieel

Om ervoor te zorgen dat de ontwikkeling van de netinfrastructuur het optimale CO_2-reductietraject kan ondersteunen, is een holistische aanpak nodig waarbij, zoals in de KARI-studie is gebeurd, zowel de behoeften als de mogelijkheden van het onshore en offshore net inclusief de offshore HEB worden bekeken. De systemische impact, opnieuw op het vlak van relatieve TOTEX, wordt geïllustreerd in Figuur 3.13. Hier is duidelijk te zien dat de versterking van het onshore net een cruciaal onderdeel blijft van de benodigde optimale oplossing om offshore HEB te integreren.

FIGUUR 3.13: RELATIEVE TOTEX IN FUNCTIE VAN DE BEPERKINGEN ("ALLE OPTIES" VERSUS "GEEN ONSHORE VERSTERKINGEN")

De versterking van het onshore netwerk is een cruciaal onderdeel van de puzzel voor een optimale integratie van offshore HEB. Daarom zijn zowel directe (vanuit OWF naar belastingcentra) als indirecte (grensoverschrijdende versterkingen van onshore net en backbone) versterkingen van het onshore net noodzakelijk.

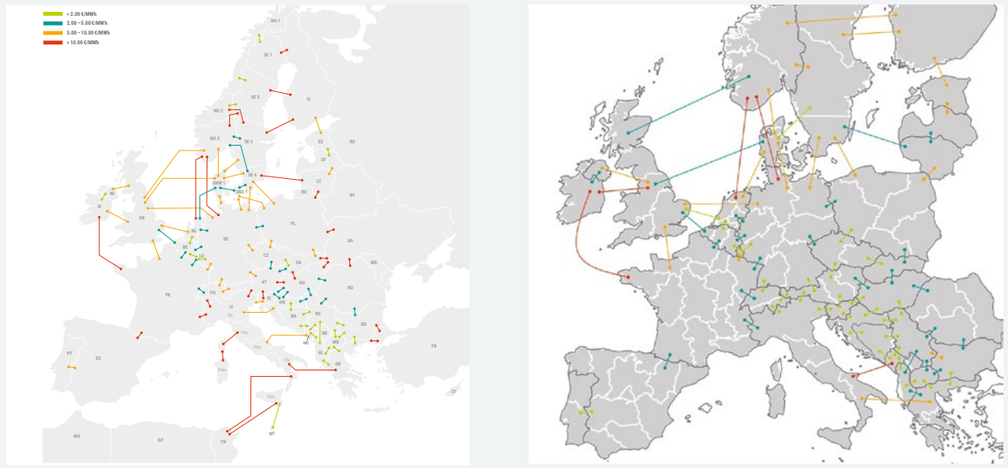
10 Relatieve TOTEX wordt gedefinieerd als voetnoot 1, waarbij de verhouding van de waarde bij het optimum afgewogen wordt ten op zichte van de waarde in het start netwerk.

3.2.4.6. Prijsconvergentie

De resultaten op het vlak van verwachte jaarlijkse gemiddelde verschillen in groothandelsprijzen in Europa richting de tijdshorizon van 2035 zijn weergegeven in Figuur 3.14 hieronder. Deze worden per land weergegeven via het absolute verschil in jaarlijkse gemiddelde marginale prijs ten opzichte van alle buurlanden. Links worden de IoSN 2020-prijsverschillen tussen landen bij een optimale netsituatie getoond en rechts de prijsverschillen tussen landen in het zonale KARI-model met integratie van het geoptimaliseerde net en offshore windenergie[11].

Er kan worden vastgesteld dat de resultaten voor Europa in het algemeen in overeenstemming zijn met die van de IoSN 2020-studie, maar dat er in heel Europa gemiddeld een grotere prijsconvergentie is als gevolg van de toegenomen integratie van offshore windparken en de daaruit voorvloeiende onshore & offshore netuitbreidingen.

FIGUUR 3.14: LINKS = ABSOLUUT VERSCHIL IN MARGINALE KOSTEN TUSSEN DE HUIDIGE NABURIGE BIEDZONES IN 2040, IN HET OPTIMALE NETWERK (BRON = FIG. 2.13 VAN ENTSOE IOSN 2020-STUDIE). RECHTS = PRIJSVERSCHILLEN IN EEN OPTIMAAL NET MET TOEGENOMEN INTEGRATIE VAN OWF & OFFSHORE NETTEN (BRON = KARI-STUDIE)*



11 Merk op dat slechts één prijsverschil per grens wordt getoond, gebaseerd op het prijsverschil tussen de twee aangrenzende zones (er wordt gebruik gemaakt van zonale prijzen, niet van een berekende gemiddelde nationale marktprijs). Wanneer voor dezelfde grenzen (wanneer er verschillende zones aan dezelfde grens liggen) verschillende grensoverschrijdende verbindingen werden gesimuleerd, wordt de gemiddelde prijsspreiding van de grensoverschrijdende verbindingen getoond.

3.2.5. BELANGRIJKSTE RESULTATEN VOOR BELGIË RICHTING 2035

In het vorige hoofdstuk werden een aantal belangrijke lessen op Europees niveau getrokken. Het doel is nu om deze conclusies te vertalen voor België, met als uitgangspunt dat België hoe dan ook een verdere integratie van offshore HEB nodig heeft om zijn HEB-e-doelstellingen tegen 2030 en verderop richting 2050 te ondersteunen, zoals afgebeeld in §1.2 De energietransitie - klimaatneutraliteit tegen 2050.

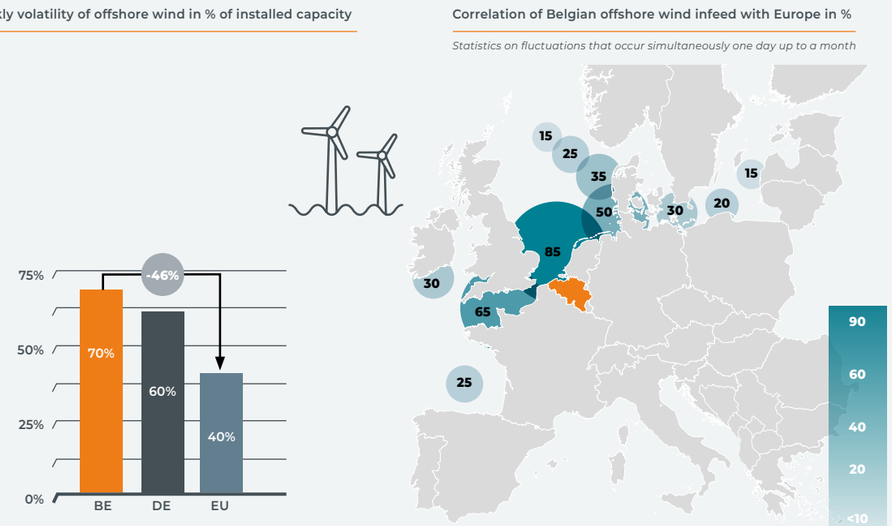
De belangrijkste resultaten voor België zullen in wat volgt vanuit drie invalshoeken worden belicht: het eerste is het potentieel van offshore HEB, het tweede het potentieel van directe grensoverschrijdende versterkingen en het derde de verwachte convergentie van de groothandelsprijzen.

3.2.5.1. Potentieel van offshore HEB

Uit de optimale Europese resultaten, kunnen enkele belangrijke conclusies voor België worden getrokken met betrekking tot de integratie van offshore HEB:

- De energiehub in het Belgische deel van de Noordzee speelt een belangrijke rol en is een belangrijke bouwsteen voor een kosteneffectieve integratie van offshore HEB omdat het verschillende hybride en radiale verbindingen met andere energiehubs en andere landen mogelijk maakt. Dit maakt tegen 2035 een offshore HEB-integratie mogelijk bovenop het potentieel in de Belgische Exclusieve Economische Zone (EEZ) en aldus de Belgische HEB-e-doelstellingen kan ondersteunen.
- Er ontstaan gelijktijdig meerdere offshore verbindingen tussen België en het Verenigd Koninkrijk, de Noordse regio, Nederland en Frankrijk. Deze verafgelegen verbindingen, zowel radiale als hybride, maken effectief gebruik van het grote energetische HEB-potentieel van de Noordzee en laten toe om maximaal te profiteren van bijhorende decorrelatie-effecten. Op die manier kunnen groene elektronen efficiënter in het Europese energiesysteem worden geïntegreerd. De algemene decorrelatie-effecten vanuit Belgisch perspectief in een Europees systeem worden getoond in Figuur 3.15.
- De versterkingsbehoeften voor de energiehub zijn ook geïdentificeerd, zodat offshore energie kan worden geëvacueerd naar de onshore belastingcentra in België door het onshore netwerk te versterken. Deze verdere interne versterkingen en onshore aansluitingspunten vormen het onderdeel van lopende studies en waaraan de identificatie van de systeemnoden van de backbone gelinkt is (§3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV Een toename van de belasting en/of een verschuiving naar het kustgebied van België kan in dit verband verder worden onderzocht.
- Richting 2035, van zodra de bestaande onshore corridors tot hun volle potentieel zullen zijn ontwikkeld, zullen de offshore ontwikkelingen complementair zijn met verdere onshore versterkingen.
- Een optimale en succesvolle Europese energietransitie vereist een shift naar het delen van offshore HEB tussen landen (zowel kuststaten en niet aan zee grenzende landen) en dus ook meer coördinatie via gedeelde inspanningen en kosten. In die context kunnen Europese subsidies noodzakelijk worden, afhankelijk van project specifieke kostenbatenanalyses.

FIGUUR 3.15: CORRELATIE TUSSEN BELGISCHE OFFSHORE WINDINPUT EN EUROPA IN % - BRON = DE ROADMAP TO NET ZERO



3.2.5.2. Directe interconnecties

Wanneer wordt gekeken naar directe grensoverschrijdende verbindingen van en naar België en hun kosteneffectiviteit in het optimale systeem voor het beschouwde marktscenario in de KARI-studie, dan blijkt dat alle grensoverschrijdende versterkingen kosteneffectief zijn en of dichtbij het globale optimum liggen, zoals blijkt uit Figuur 3.16.

FIGUUR 3.16: KOSTENEFFECTIVITEIT VAN POTENTIËLE BELGISCHE GRENSOVERSCHRIJDENDE INTERCONNECTIES - IN EEN OPTIMAAL EUROPEES SYSTEEM VOOR HET "LARGE SCALE E-RES"-SCENARIO

Vanuit een maximalisatieperspectief van de Europese welvaart op de energiemarkt kunnen de volgende vaststellingen voor België worden afgeleid, die betrekking hebben op het kortetermijnpotentieel van directe interconnecties op de tijdshorizon van 2035:

- In het "Large scale e-RES"-scenario wordt aanzienlijk welvaartspotentieel geïdentificeerd, voor verdere kosteneffectieve grensoverschrijdende ontwikkeling op alle grenzen (inclusief andere Noordzeelanden). Een deel van dit potentieel is nodig voor, en complementair met, de vereiste offshore netwerkontwikkelingen in de Noordzee.
- De meest kostenefficiënte aansluitingen in het "Large scale e-RES"-scenario, in het kader van dit Federale Ontwikkelingsplan (tot 2035) zijn interconnecties met Frankrijk, Noordse landen, Verenigd Koninkrijk en Nederland. Deze conclusie is uiteraard afhankelijk van het concrete opzet van dergelijke projecten en uitgaande van de hiervoor ook vereiste tijdige en adequate parallelle evolutie van de onshore netwerken in België en het buitenland. De nieuwe verbinding met Duitsland ligt in het "Large scale e-RES"-scenario binnen het optimale bereik en is ook kosteneffectief.
- De kosten effectiviteit van interconnecties naar de Noordse landen, hybride of directe, tonen evenzeer dat lange verbindingen nuttig zijn om verder te onderzoeken.

3.2.5.3. Prijsconvergentie

In het optimale Europese systeem beschikt België over een grotere transmissiecapaciteit met het Verenigd Koninkrijk, de Noordse landen, Nederland en Frankrijk en het merendeel hiervan verloopt via energiehubs in de Noordzee, zoals weergegeven in Figuur 3.11. In dergelijke situatie, zoals in Figuur 3.17 hieronder getoond, wordt een aanvaardbaar niveau van convergentie van de groothandelsprijzen voor elektriciteit bereikt van ongeveer 2 euro/MWh, dewelke ook als drempel is bepaald in de ITEG-doelstellingen[12].

België zou in een dergelijk optimaal systeem een prijsverschil met Luxemburg en Nederland van ongeveer 2 euro/MWh bereiken en een prijsverschil met het Verenigd Koninkrijk, Frankrijk en Duitsland van 2 tot 5 euro/MWh. Deze resultaten zijn vergelijkbaar met de resultaten van de IoSN 2020-studie voor België, zoals weergegeven in Figuur 3.14.

Voor de grenzen met het Verenigd Koninkrijk, Frankrijk en Duitsland zou dit, volgens de ITEG-doelstellingen voor dit scenario, betekenen dat projecten na 2035 en tegen 2040 verder moeten worden onderzocht. Gelet op de nodige snelheid van energietransitie, kunnen en moeten verdere lange termijn projecten met onze buurlanden in het algemeen worden onderzocht om de behoeften ook na 2035 in te vullen - bovenop de projecten die in dit Federale Ontwikkelingsplan al worden onderzocht om de behoeften tot en met 2035 in te vullen.

FIGUUR 3.17: RESTERENDE BELGISCHE PRIJSVERSCHILLEN MET BUURLANDEN OP BASIS VAN ZONALE PRIJSVERSCHILLEN OP INTERCONNECTIES

12 November 2017 "Naar een duurzaam en geïntegreerd Europa" - Rapport van de deskundigengroep inzake de doelstellingen van de Europese Commissie op het vlak van elektriciteitsinterconnectie.

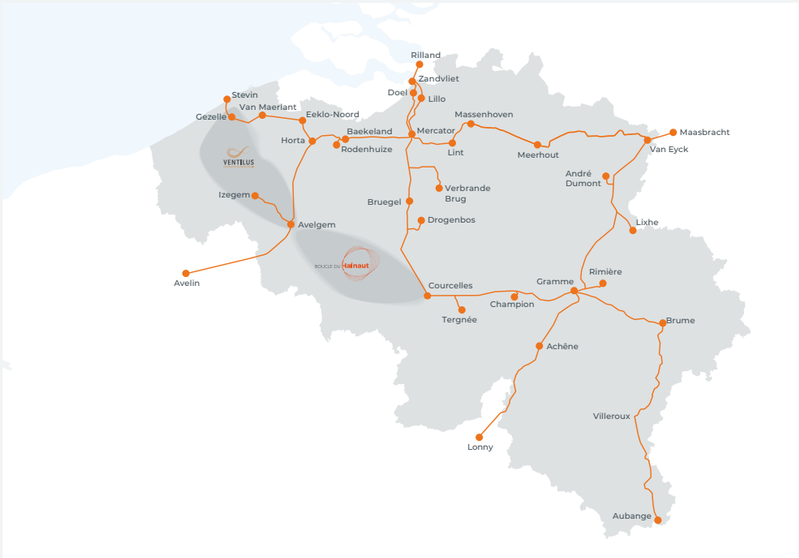
3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV

Deze sectie behandelt de noden met betrekking tot de versterking of ontwikkeling van het Belgische interne net 380 kV, ook wel de backbone van het transmissienet genoemd, rekening houdend met de ontwikkelingen in het Belgische en Europese energiesysteem. De nood aan versterking van de interne backbone 380 kV werd reeds in het vorige ontwikkelingsplan 2020-2030 bevestigd. Aangezien de backbone 380 kV de fundering is van het Belgische elektriciteitssysteem is het van groot belang om de evoluties in de energiesector, en de invloed hiervan op de noden van de backbone, nauwgezet te blijven opvolgen. Op die manier kan tijdig bijgestuurd worden, zodat de versterking van de backbone op het juiste moment gerealiseerd kan worden om zo de energie-transitie tijdig te faciliteren.

3.3.1. HET INTERNE 380 KV NET EN DE NOOD TOT ONTWIKKELING HIERVAN

Een robuust en betrouwbaar intern net 380 kV is een onmisbaar element voor het elektriciteitssysteem in België. Het vormt als het ware de ruggengraat van het Belgisch elektriciteitsnet. Het interne net 380 kV moet te allen tijde in staat zijn om, met een hoge mate van betrouwbaarheid, zowel de internationale marktuitwisselingen van energie te faciliteren, integratie van grote hoeveelheden HEB mogelijk te maken, als voldoende onthaalcapaciteit te bieden voor netgebruikers, zowel qua injectie als qua afname. Bovendien dient het de voeding van de onderliggende netten, op lagere spanningen, te verzekeren.

FIGUUR 3.18: HET BELGISCHE 380 KV NET



In de komende jaren komt het interne net 380 kV voor heel wat uitdagingen te staan. Het moet immers, met een hoge mate van betrouwbaarheid, volgende significante ontwikkelingen kunnen faciliteren:

1. Ambitieuze ontwikkelingen betreffende offshore windproductie, met o.a. 3,15 - 3,5 GW aan additionele productie van offshore windenergie in de Belgische EEZ tegen 2030, bovenop de reeds bestaande 2,3 GW (zie ook §1.2.3 De Energietransitie in België).
2. Nieuwe of versterkte interconnecties met de verschillende buurlanden, zowel onshore als offshore (zie ook §4.2 Uitbouw en integratie van het offshore netwerk en §4.3 Verdere ontwikkeling van de onshore interconnecties);
3. Nieuwe onshore eenheden voor productie en opslag van elektriciteit, waaronder de geplande nieuwe STEG-centrales in Awirs en Seraing;
4. Een gedeeltelijke verlenging van het bestaande nucleaire productiepark in België [BEL-2];
5. Een verwachte stijging van de elektriciteitsafname, zoals aangetoond in §2.1.6 zowel in de industriële clusters door massale elektrificatie (zie §3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België), als in residentiële clusters door een stijgend gebruik van elektrische voertuigen en warmtepompen (zie §3.7 Elektrische voertuigen, warmtepompen en gedecentraliseerde hernieuwbare bronnen).

Bovendien bepaalt de Europese wetgeving rond het Clean Energy Package (CEP) dat minstens 70% [EUC-19][13] van de maximale fysieke en veilige transmissiecapaciteit op de landsgrenzen beschikbaar moet zijn ter bevordering van de Europese grensoverschrijdende marktwerking en bijhorende marktfluxen. Het interne transmissienet moet deze markt- en interne fluxen dan ook faciliteren.

13 Artikel 16 (General principles of capacity allocation and congestion management), §8.

Het is te verwachten dat bovenstaande ontwikkelingen zullen leiden tot grotere noord-zuid en oost-west stromen, met tevens een grotere grilligheid en volatiliteit, doorheen het interne 380 kV net. Bovendien kan de situatie zich voordoen waarbij, afhankelijk van de situatie, een zeer groot aandeel van de elektriciteit in het westen of oosten van het land zal worden geproduceerd, respectievelijk vanwege offshore wind of thermische productie-eenheden. Bij voldoende wind zal een zeer groot deel van de elektriciteitsproductie plaatsvinden op zee, waardoor de elektriciteit van het westen van het land tot bij de eindgebruiker getransporteerd dient te worden. Wanneer de wind onvoldoende waait, zal een aanzienlijk deel van de elektriciteit geproduceerd worden in het oosten van het land, waar zich onder andere de nieuwe STEG-centrales van Awirs en Seraing zullen bevinden, maar ook de spaarbekkencentrale van Coo en een potentieel verlengde nucleaire productie.

Deze grotere stromen zullen het interne net 380 kV extra belasten, en potentieel leiden tot knelpunten, of congesties, op welbepaalde assen. Indien congesties slechts beperkt optreden, kunnen deze worden opgelost door remediërende acties. Echter, indien deze congesties te groot worden en te frequent optreden, zullen dergelijke remediërende acties niet meer voldoende zijn, of zeer duur worden. Er dienen dus verdere oplossingen onderzocht te worden om de toegenomen stromen op een bedrijfszekere manier te transporteren, zoals beschreven in §1.4.3.

3.3.2. STUDIE TER IDENTIFICATIE VAN DE SYSTEEMBEHOEFTEN VAN HET INTERNE NET 380 KV

Om de impact van de ontwikkelingen, vermeld in voorgaande paragraaf, op het interne net correct te kunnen inschatten, werd een studie ter identificatie van de systeembehoeften van het interne net 380 kV opgestart. Deze studie heeft tot doel de potentiële congesties te identificeren, die zullen optreden in het interne net 380 kV tegen 2030 en 2035, rekening houdend met de timing van de verschillende projecten die ter goedkeuring worden voorgelegd in dit Federaal Ontwikkelingsplan (zie hoofdstuk 4 voor een oplijsting en beschrijving van deze projecten).

Aangezien deze impact in functie van de marktstromen optreedt, werden meerdere marktscenario's geanalyseerd (zie §2.1 voor meer informatie betreffende de verschillende marktscenario's). Concreet werd een analyse uitgevoerd voor zowel het referentiejaar 2030 als het referentiejaar 2035, waarbij telkens de impact op het referentienet van dat jaar wordt geanalyseerd in functie van 2 divergerende marktscenario's voor dat referentiejaar.

De marktsimulaties worden uitgevoerd in een specifieke marktsimulatietool (Antares®) en leveren als uitkomst, onder meer, zowel de dispatch op uurbasis voor alle productie-eenheden en de commerciële uitwisselingen tussen biedzones, voor verschillende marktsituaties die samen representatief zijn voor het hele jaar, en dit voor zo'n 200 verschillende klimaatjaren. De finale resultaten vertegenwoordigen dus niet enkel het worst case geval, maar houden rekening met optredende situaties het hele jaar door, waarbij ook verschillende klimaatjaren in rekening gebracht werden.

Dergelijke marktsimulaties worden uitgevoerd op Europese schaal, d.w.z. voor het horizontaal systeem, volgens een flow-based benadering van het Europese netmodel. Om de grootte van de stromen in het interne 380 kV net te bepalen, moet het verticaal systeem echter ook mee bestudeerd worden. De impact op het net wordt bestudeerd door middel van gedetailleerde load flow tools, die een rationalisatie van het aantal te analyseren marktsituaties vereisen. Hiertoe worden de gegevens van de marksimulaties geclusterd in zo'n 1000 clusters, die het geheel van de verschillende marktsituaties optimaal vertegenwoordigen, en worden deze clusters vervolgens ingebracht in de loadflow tools, die de gedetailleerde "load-flow" studies zullen uitvoeren op basis van deze 1000 clusters van marktsituaties. Concreet wordt voor elk van de scenario's telkens de ingeschatte productie, per type van productie in dit scenario, verdeeld over de werkelijke centrale productie-eenheden in België, zoals offshore windmolenparken, thermische centrales (waaronder ook de nieuwe STEG-centrales in Awirs en Seraing) en waterkrachtcentrales, alsook over de decentrale productie-eenheden, zoals residentiële zonnepanelen en onshore windmolens. De belasting in België wordt geschaald volgens de inschattingen uit de verschillende scenario's, en lineair verdeeld over de verschillende onderstations in België. Voor zowel productie als belasting wordt met specifieke productie- en belastingsprofielen in de tijd gerekend. Verder worden ook eenheden voor opslag in rekening gebracht, volgens een welbepaald profiel van laden en ontladen.

Deze productie en belasting in de verschillende scenario's, verdeeld over de verschillende locaties in België, worden vervolgens per cluster ingeplugd op het referentienet van het beschouwde referentiejaar. Voor wat betreft het interne net 380 kV wordt zowel in 2030 als in 2035 de impact op eenzelfde intern referentienet geanalyseerd, met dezelfde reeds versterkte en nog niet-versterkte assen. Dit om duidelijk en uniform de evolutie van de noden op dit intern net weer te geven, en om noden die in 2030 optreden te herbevestigen op de langere termijn, i.e. in 2035. De aanwezigheid van interconnecties echter verschilt wél tussen de beide referentienetten. Sommige nieuwe interconnecties of versterkingen van bestaande interconnecties zijn nog niet aanwezig verondersteld in 2030, maar wel in 2035 (concreet voor België zijn dit TritonLink, Nautilus, en de versterking van de

as Lonny-Achêne-Gramme), in lijn met de veronderstellingen uit de marktscenario's (cfr. §2.1) en de tabel in §4.1.

Tenslotte worden uit dit geheel de optredende netstromen berekend, voor de 1000 verschillende clusters van marktsituaties met elk een welbepaalde productie en afname op de verschillende knopen in het net, alsook een bepaalde hoeveelheid import of export op de verschillende interconnecties. Hierbij wordt rekening gehouden met de Europese wetgeving rond het Clean Energy Package. De optredende netstromen zijn telkens berekend voor een "N" situatie, met een volledig intern net in dienst, alsook een "N-1" situatie, waarbij de optredende stromen worden berekend wanneer een element in het intern net buiten dienst is. Dit is logisch, aangezien het transmissienet zodanig ontworpen moet zijn dat dit te allen tijde het uitvallen van een netelement (door een netincident) kan opvangen, om een voldoende betrouwbare elektriciteitstransmissie te garanderen. Aangezien alle "N-1" situaties moeten kunnen worden opgevangen door het net, worden voor de verschillende assen de belastingen weerhouden die optreden bij het worst case geval, d.w.z. het buiten dienst zijn van het element waarvoor de hoogste belasting optreedt op de betrokken as. In werkelijkheid zullen ook situaties optreden van langdurige onbeschikbaarheid van een netelement (bijvoorbeeld wegens onderhoud of werken op het netelement), waarbij nog steeds deze "N-1" situatie moet worden gewaarborgd. M.a.w. op dat moment moet het net, bovenop deze langdurige onbeschikbaarheid van het betrokken netelement, nog steeds het verlies van een ander netelement kunnen opvangen ("N-1-1"). In deze analyse echter worden dergelijke situaties niet beschouwd.

In deze load flow simulaties wordt reeds rekening gehouden met de toepassing van zogenaamde "non-costly" preventieve en curatieve maatregelen om overbelastingen op het net vermijden. De load flow tool zal dergelijke maatregelen reeds tijdens de simulatie toepassen, om zo de werkelijke acties die worden ondernomen op het net reeds mee in rekening te nemen. Een belangrijk voorbeeld is het bijsturen van de setpoints van de dwarsregeltransformatoren om de fluxen optimaal langs de verschillende assen te sturen.

Rekening houdend met de transportcapaciteiten van de verschillende circuits in het interne 380 kV net, zal het geheel van deze optredende stromen voor alle tijdstippen doorheen het beschouwde jaar een goede indicatie geven voor de frequentie van optreden van congesties op deze circuits. De ernstgraad van de optredende belastingen en eventuele congesties wordt onderverdeeld in 4 niveaus:

Acceptabele belasting **Acceptabele hoge belasting**
Gematigde overbelasting **Zware overbelasting**

Het is belangrijk om op te merken dat de resultaten voor 2030 en 2035, toegelicht in de twee volgende paragrafen, nog geen rekening houden met een mogelijke verlenging van bepaalde nucleaire eenheden. De impact van een mogelijke "nucleaire verlenging" werd ook bestudeerd en verder in dit hoofdstuk toegelicht

3.3.3. SYSTEEMBEHOEFTEN VAN HET INTERNE NET 380 KV IN 2030

3.3.3.1. Context en randvoorwaarden

De studie ter identificatie van de systeembehoeften van het interne net 380 kV in 2030 heeft tot doel om de impact van de verschillende ontwikkelingen in het Belgisch energiesysteem, tegen 2030, na te gaan op het Belgische interne net 380 kV:

- In 2030 zal, volgens de huidige planning en op voorwaarde dat de nieuwe assen Ventilus en Boucle du Hainaut tijdig gerealiseerd zijn, het Prinses Elisabeth Eiland in dienst genomen zijn (zie ook §4.2.1). Via dit energie-eiland zal tot 3,5 GW aan offshore windproductie uit de tweede Belgische offshore windzone (de Prinses Elisabeth zone) naar het vasteland getransporteerd worden. Dit bovenop de 2,3 GW aan offshore windproductie die vandaag reeds geproduceerd wordt in de eerste Belgische offshore windzone en gedeeltelijk via het MOG I aan land wordt gebracht.
- De STEG-centrales van Awirs en Seraing worden verondersteld in 2025 in dienst genomen te worden, en aangesloten op het hoogspanningsnet in Rimière (zie ook §4.4.3). Ze worden dus op de horizon 2030 beiden als aanwezig verondersteld, naast de huidige productie-eenheden.

Uiteraard zijn tegen 2030 ook ontwikkelingen op het interne net in rekening te nemen:

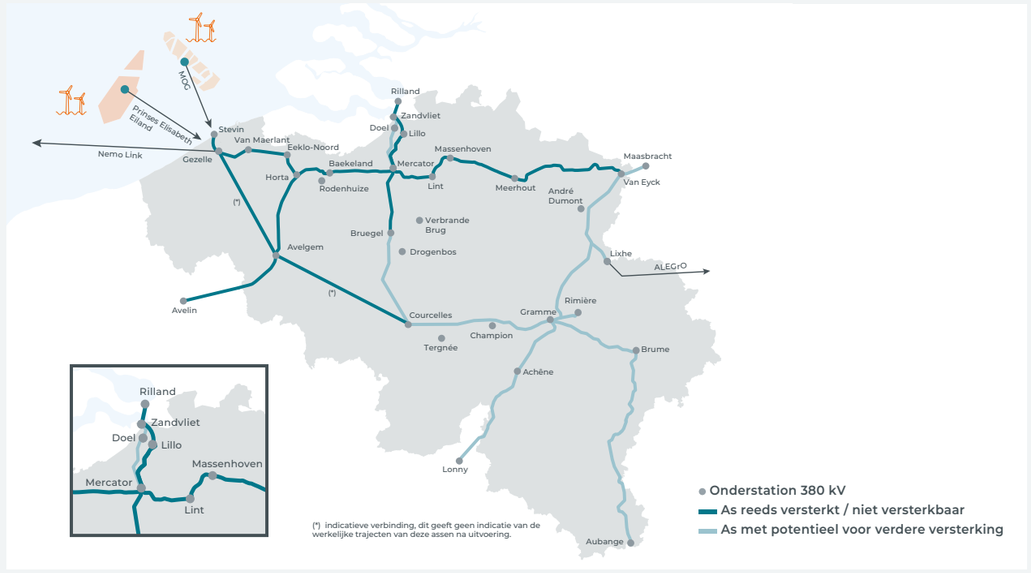
- De assen Massenhoven – Meerhout – Van Eyck, Mercator – Bruegel en Mercator – Massenhoven worden verondersteld versterkt te zijn met hoogperformantiegeleiders (zie ook §4.5.1.1).

Voor de as Mercator – Massenhoven wordt aangenomen dat het grootste kaliber aan hoogperformantiegeleiders op deze as geplaatst kan worden, net als op de as Mercator – Bruegel. Wegens beperkingen op de masten is dit niet het geval op de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck, waar een kleiner kaliber op wordt geplaatst;

- De realisatie van de assen Ventilus en Boucle du Hainaut (zie ook §4.5.2) alsook van het project Brabo III in Antwerpen (zie ook §4.5.1.2) maken deel uit van de 2030 horizon;
- Het nieuwe 380 kV onderstation Baekeland zal in dienst genomen zijn, inclusief dwarsregeltransformatoren om de stromen optimaal te verdelen over de assen Horta – Mercator en Avelgem – Courcelles (Boucle du Hainaut) (zie ook §4.4.1);
- Het nieuwe 380 kV onderstation in Rimière alsook tweede draadstel tussen dit onderstation in Rimière en het 380 kV onderstation in Gramme zal in dienst genomen zijn (zie ook §4.5.1.3);
- Finaal zal ook de eerste dwarsregeltransformator in Achêne in dienst genomen zijn, waardoor de elektriciteitsuitwisselingen met Frankrijk optimaler verdeeld kunnen worden over de interconnecties Avelgem – Avelin en Achêne – Lonny (FR) (zie ook §4.3.1).

Rekening houdend met het huidige interne net 380 kV in België, leiden de bovenstaande netontwikkelingen tot een referentienet voor het jaar 2030 zoals getoond in Figuur 3.19.

FIGUUR 3.19: REFERENTIENET VOOR HET JAAR 2030



Aan dit referentienet voor 2030 worden de verschillende productie- en belastingswaarden toegevoegd volgens de volgende 2 marktscenario's (zie §2.1 voor meer informatie betreffende deze scenario's):

1. **"Established Policies"** 2030, gebaseerd op verwachte en gekende beleidskeuzes van ieder land, zoals voorgesteld in de nationale energie- en klimaatplannen;
2. **"FitFor55" 2030,** een ambitieuzer scenario met een meer doorgedreven hernieuwbare productie en elektrificatie.

Voor beide scenario's wordt de productie, conform de marktsimulaties, verdeeld over alle productie-eenheden die werkelijk aanwezig zullen zijn in België in 2030, waaronder dus ook de windparken in de Prinses Elisabeth zone alsook de nieuwe STEG-centrales in Awirs en Seraing.

3.3.3.2. Resultaten

Bovenstaande context en randvoorwaarden leiden in 2030 tot belastingen en overbelastingen zoals weergegeven in onderstaande Figuur 3.20.

In het "Established Policies"-scenario vormen zich gematigde overbelastingen op de as Gramme – Van Eyck, die nog niet versterkt is door plaatsing van hoogperformantiegeleiders. Deze overbelastingen doen zich bijna uitsluitend voor bij zuid-noord stromen. Dit valt te verklaren doordat, bijvoorbeeld tijdens windstille momenten, meerdere ontwikkelingen kunnen bijdragen aan deze zuid-noord fluxen op de as Gramme – Van Eyck:

- De STEG-centrales in Awirs en Seraing produceren elektriciteit;
- De spaarbekkencentrale van Coo zal in turbine-modus gaan om bij te dragen aan de productie in België;
- Er zal nucleaire productie uit Frankrijk worden geïmporteerd via de interconnectie-as Lonny – Achêne – Gramme en Moulaine – Aubange. Ook via de interconnectie-as Avelin – Avelgem zal stroom geïmporteerd worden uit Frankrijk, en door de werking van de dwarsregeltransformatoren in Baekeland zal een deel van deze stromen via de as Avelgem – Courcelles tot de assen Bruegel – Courcelles alsook Gramme – Van Eyck gebracht worden.
- Indien er bijvoorbeeld ook in Nederland, door het wegvallen van windproductie, zich een tekort aan productie voordoet, zal er bovendien mogelijks vanuit België geëxporteerd worden naar Nederland. Bredere Europese marktuitwisselingen, ook niet direct aan België gerelateerd, zullen effectief ook mee de belasting op deze as bepalen.
- Marktuitwisselingen met Duitsland via ALEGrO zullen ook een impact hebben op deze stromen: indien bij zuid-noord fluxen op de as Gramme – Van Eyck geëxporteerd wordt richting Duitsland via ALEGrO, zal vooral het deel tussen Gramme en Lixhe zwaarder belast worden met nog hogere zuid-noord stromen. Indien daarentegen bij optredende zuid-noord fluxen op de as Gramme – Van Eyck geïmporteerd wordt vanuit Duitsland via ALEGrO, zal vooral het deel tussen Lixhe en Van Eyck zwaarder belast worden met nog hogere zuid-noord stromen.

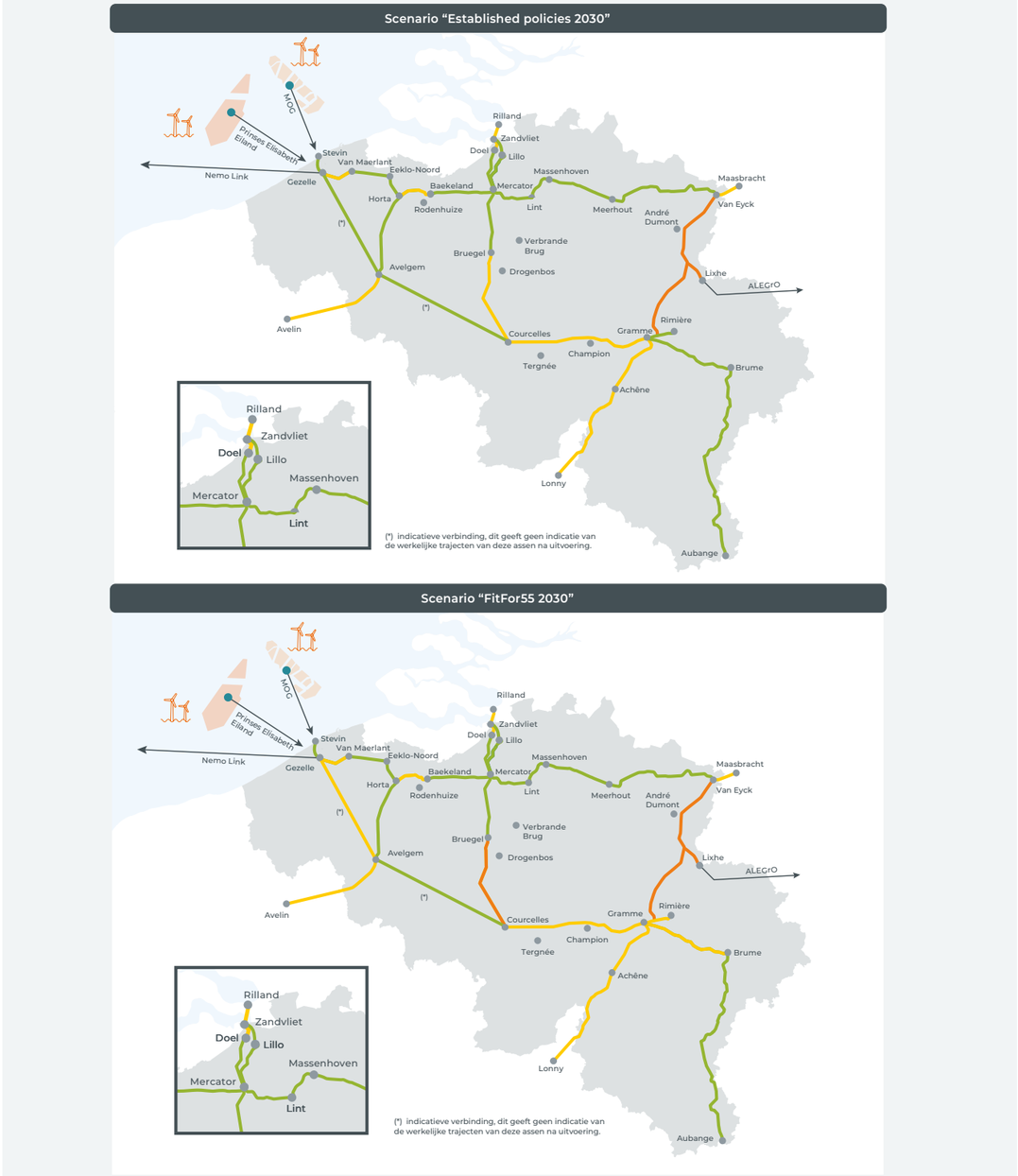
In het "FitFor55"-scenario, met een meer doorgedreven elektrificatie van de belasting en integratie van hernieuwbare energie, vormen zich, naast deze op de as Gramme – Van Eyck, tevens gematigde overbelastingen op de (evenmin versterkte) as Bruegel – Courcelles. De verklaring hiervoor kan gevonden worden in dezelfde ontwikkelingen als deze die bijdragen aan overbelastingen op de as Gramme – Van Eyck. Beide assen zijn immers parallelle assen op de lus Mercator – Van Eyck – Gramme – Courcelles, waardoor de zuid-noord fluxen zich zullen verdelen over beide assen, en zo op beide assen tot overbelastingen leiden. Aangezien de meeste van deze ontwikkelingen zich echter het dichtst bij de knoop in Gramme voordoen (de STEG-centrales van Awirs en Seraing, de spaarbekkencentrale van Coo, de import uit Frankrijk via Lonny – Achêne – Gramme en Moulaine – Aubange), zullen op de as Gramme – Van Eyck vaker overbelastingen optreden dan op de as Bruegel – Courcelles.

Er kan dus geconcludeerd worden dat tegen 2030 een nood zichtbaar wordt om de as Gramme – Van Eyck te versterken. Indien het Belgisch energiesysteem tegen 2030 eerder het scenario "FitFor55" benadert dan het scenario "Established Policies", zullen er ook gematigde overbelastingen optreden op de as Bruegel – Courcelles, waardoor een mogelijke versterking tegen 2030 ook bestudeerd dient te worden.

Verder valt op te merken dat de Ventilus-as, het ondergrondse deel van de Stevin-as (tussen de onderstations Gezelle en Van Maerlant) en de as Horta – Baekeland reeds hoog belast worden, en dus volledig gebruikt worden. Dit geeft duidelijk weer dat de nieuwe corridors Ventilus en Boucle du Hainaut een noodzakelijke voorwaarde zijn voor het kunnen integreren van de extra 3,15 - 3,5 GW aan offshore windproductie, in lijn met de Belgische nationale ambities, en dat ook de ontwerpwaarde van beide assen nodig en gerechtvaardigd is.

Het is belangrijk om op te merken dat deze resultaten voor 2030 nog geen rekening houden met een gedeeltelijke verlenging van nucleaire productie in België.

FIGUUR 3.20: BELASTINGEN EN OVERBELASTINGEN, IN N-1 SITUATIE, IN HET INTERNE 380 KV NET VOOR HET REFERENTIEJAAR 2030



3.3.4. SYSTEEMBEHOEFTEN VAN HET INTERNE NET 380 KV IN 2035

3.3.4.1. Context en randvoorwaarden

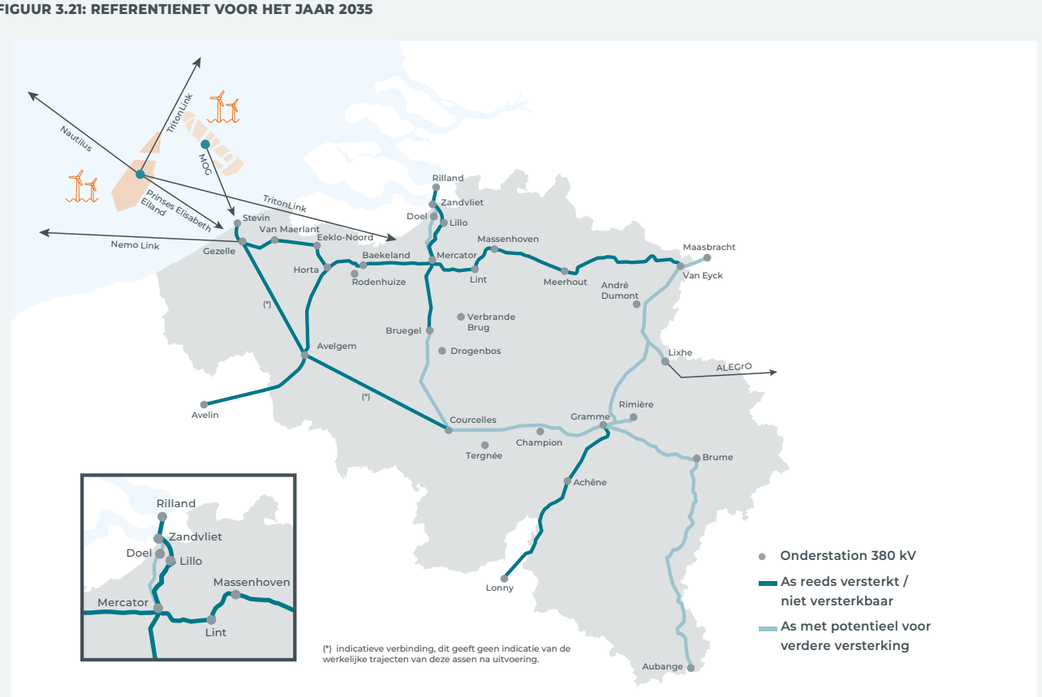
De studie ter identificatie van de systeembehoeften van het interne net 380 kV in 2035 heeft tot doel om de impact van de verschillende ontwikkelingen in het Belgisch energiesysteem, tegen 2035, na te gaan op het Belgische interne net 380 kV. Bovenop de ontwikkelingen die reeds zullen plaatsvinden tegen 2030, zoals beschreven in de vorige paragraaf, worden volgende ontwikkelingen tegen 2035 in rekening genomen:

- De indienstname van Nautilus, de tweede offshore interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk met een transportcapaciteit van 1,4 GW, die aan Belgische kant zal worden aangesloten op het Prinses Elisabeth Eiland (zie ook §4.2.2);
- De versterking van de as Lonny – Achêne – Gramme door vervanging van de bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders, alsook de installatie van een 2e dwarsregeltransformator op deze as te Achêne, waardoor de maximale transportcapaciteit van deze interconnectie met Frankrijk verhoogt met ~1 GW (zie ook §4.3.1);
- De indienstname van TritonLink, de nieuwe hybride interconnectie tussen België en Denemarken met een veronderstelde transportcapaciteit van 2 GW (zie ook §4.2.3). Het aansluitingspunt van het deel van de TritonLink die het Prinses Elisabeth Eiland met het binnenland zal verbinden, zal eerder richting het centrum van het land liggen, maar dit dient nog concreter onderzocht te worden. Voor deze analyse wordt de assumptie gemaakt van een aansluiting van TritonLink tussen Gent en Antwerpen.

Verder worden er geen extra ontwikkelingen (zoals extra versterkingen met hoogperformantiegeleiders) in rekening genomen op het interne net 380 kV, t.o.v. het referentienet voor het jaar 2030, om duidelijk en uniform de evolutie van de noden op dit intern net weer te geven en om de noden aan netversterkingen die werden geïdentificeerd in 2030 al dan niet te bevestigen op langere termijn.

Rekening houdend met het interne net 380 kV in België in 2030, zoals beschreven in de vorige paragraaf, leiden de bovenstaande netontwikkelingen tot een referentienet voor het jaar 2035 zoals getoond in Figuur 3.21.

FIGUUR 3.21: REFERENTIENET VOOR HET JAAR 2035



Aan dit referentienet voor 2035 worden de verschillende productie- en belastingswaarden, voor alle punten in het jaar, toegevoegd volgens de volgende 2 marktscenario's (zie §2.1 voor meer informatie betreffende deze scenario's):

1. **"Global Import" 2035**, een scenario waarbij de nadruk wordt gelegd op het importeren van grote hoeveelheden gedecarboniseerde energie van buiten Europa;
2. **"Flex+" 2035**, een sensitiviteit op het "e-Prosumers" 2035 scenario, met een nadruk op decentrale productie, een hoge elektrificatie en een doorgedreven flexibiliteit van de energievraag.

Net als voor de analyse voor het jaar 2030, wordt ook hier voor beide scenario's de productie verdeeld over alle productie-eenheden die aanwezig verwacht zijn in België in 2035. In lijn met de vooruitzichten voor offshore windproductie in het "Global Import" 2035 scenario zal in dit scenario een extra 600 MW aan offshore windproductie aanwezig zijn in de Belgische Noordzee, bovenop de 5,8 GW die reeds aanwezig is in 2030. Hierdoor wordt de volledige ontwerpwaarde van 7 GW voor de Ventilus-as, in combinatie met de parallelle Stevin-as, gebruikt. Bij het ontwerp van beide corridors werd deze extra capaciteit initieel reeds ingecalculeerd, doch werd deze gereserveerd voor onshore windproductie in de kustregio. Deze analyse gaat dus uit van een conservatievere situatie voor wat de belasting op het net betreft (hogere belasting), aangezien onshore windproductie een lagere capaciteitsfactor heeft dan offshore wind, ten opzichte van de initieel voorziene situatie met 600 MW aan onshore productie in de kustregio. In het "Flex+"-scenario is deze stijging van 600 MW aan offshore windproductie niet aanwezig, aangezien dit scenario meer inzet op decentrale productie.

3.3.4.2. Resultaten

Bovenstaande context en randvoorwaarden leiden in 2035 tot belastingen en overbelastingen zoals weergegeven in onderstaande Figuur 3.22.

Deze resultaten bevestigen de conclusies uit de analyse voor het jaar 2030:

- De belangrijkste nood die in 2030 werd geïdentificeerd, met name een versterking van de volledige as Gramme – Van Eyck, is ook bevestigd op langere termijn. In 2035 zullen er anders zeer zware congesties optreden op deze as, waarbij het deel tussen Lixhe en Van Eyck iets kritischer is dan het deel tussen Gramme en Lixhe.
- Ook op de as Bruegel – Courcelles treden in toegenomen mate congesties op in 2035, hetgeen de reeds voorziene versterking van deze as tegen ten laatste 2035 noodzaakt.

Deze nog verdere toename van overbelastingen t.o.v. 2030 is onder andere het gevolg van de toegenomen interconnectiecapaciteit met andere landen, via de nieuwe en de versterkte interconnecties, die extra druk zetten op de (reeds in 2030 problematische) zuid-noord fluxen. Door een verder doorgedreven elektrificatie, zeker in het "Flex+"-scenario, is bovendien de belasting sterk toegenomen, waardoor ook meer vermogen van de productiecentra en eventueel via import uit de interconnecties tot deze toegenomen belasting dient getransporteerd te worden.

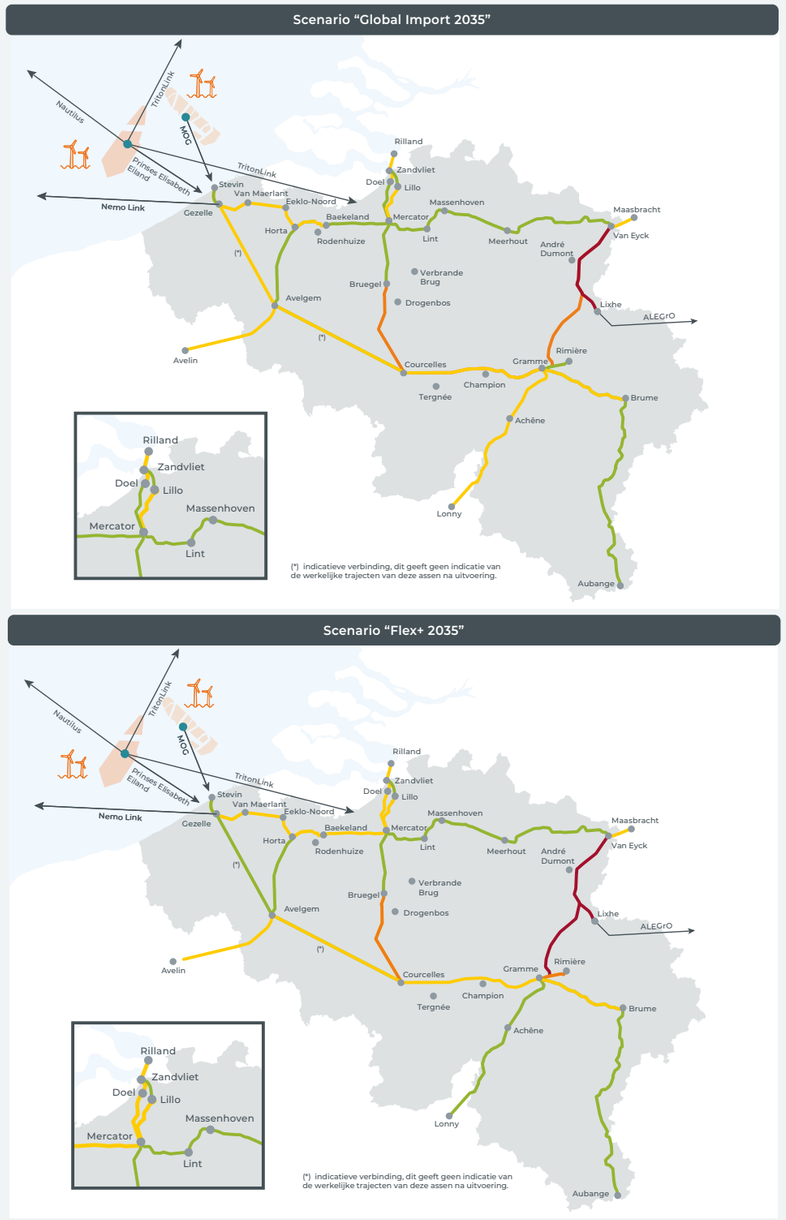
De belangrijkste impact op de nog sterker aanwezige overbelastingen op de as Gramme – Van Eyck komt voort uit de versterking van de as Lonny – Achêne – Gramme. **Een voorafgaande of gelijktijdige versterking van de as Gramme – Van Eyck wordt een noodzakelijke voorwaarde voor de versterking van de interconnectie-as Lonny – Achêne – Gramme, en de haalbaarheid qua timing van de versterking van de as Gramme – Van Eyck heeft zodus een impact op de timing van laatstgenoemde.**

Ook de nood aan de nieuwe corridors Ventilus en Boucle du Hainaut, met een ontwerpcapaciteit van 6 GW per as, wordt extra bevestigd: in 2035 zullen deze nog sterker gebruikt worden dan in 2030. De resultaten voor het scenario "Global Import" 2035, waarbij een additionele 600 MW aan offshore windproductie is aangesloten aan de kust, tonen bovendien aan dat een dergelijke verhoging van offshore windproductie nog (net) getransporteerd kan worden, binnen de huidige ontwerpcapaciteit van de nieuwe corridors. Dit op voorwaarde dat een verdere ontwikkeling van onshore windproductie in de kustregio, waarmee voor het ontwerp van beide corridors rekening werd gehouden, zich niet zou voltrekken.

Verder kan er worden vastgesteld dat in 2035 de as Gramme – Courcelles, de as Brume – Gramme alsook de versterkbare assen in het Antwerpse (Doel – Zandvliet en Doel – Mercator) reeds een hoge belasting ondervinden. Hierbij dient echter te worden opgemerkt dat de belasting in de netsimulaties lineair verdeeld werd over heel België. Indien een aanzienlijk deel van deze belastingsstijging zich in werkelijkheid nabij deze assen zal manifesteren, kan een nood voor versterking van de assen snel getriggerd worden. Bijkomende vragen tot aansluiting van netgebruikers bijvoorbeeld kunnen een nood tot versterking van deze assen reeds triggeren vóór 2035.

Het is belangrijk om op te merken dat deze resultaten voor 2035 nog geen rekening houden met een gedeeltelijke verlenging van nucleaire productie in België.

FIGUUR 3.22: BELASTINGEN EN OVERBELASTINGEN, IN N-1 SITUATIE, IN HET INTERNE 380 KV NET VOOR HET REFERENTIEJAAR 2035, ZONDER NUCLEAIRE CENTRALES



3.3.5. IMPACT VAN EEN NUCLEAIRE VERLENGING OP DE SYSTEEMBEHOEFTEN VAN HET INTERNE NET 380 KV

3.3.5.1. Context en randvoorwaarden

Op 18 maart 2022 werd door de ministerraad van de Belgische Federale Regering in een nieuw wetsontwerp beslist [BEL-2] om de nodige stappen te zetten om de levensduur van de nucleaire eenheden Tihange 3 en Doel 4 met 10 jaar te verlengen. In lijn met deze beslissing veronderstelt deze analyse een verlenging van deze 2 centrales, die samen een gecombineerd vermogen van zo'n 2 GW in baseload vertegenwoordigen.

Uiteraard impacteert de aanwezigheid van beide centrales, waarvan één is aangesloten in het Antwerpse (Doel 4) en één in het Luikse, rond Gramme (Tihange 3), de stromen die optreden op het interne net 380 kV. Rekening houdend met de resultaten voor 2030 en 2035, zoals beschreven in de vorige paragrafen, dringt een extra studie ter beoordeling van de impact van een nucleaire verlenging zich dus op.

Rekening houdend met een nucleaire verlenging van minstens 10 jaar, die ten vroegste aanvangt in 2025, wordt uitgegaan van een mogelijke aanwezigheid van beide nucleaire eenheden Tihange 3 en Doel 4, in het Belgisch elektriciteitssysteem, in zowel 2030 als 2035. Het is te verwachten dat de impact van de aanwezigheid van beide centrales op de belasting van de referentienetten zoals hierboven beschreven het grootst zal zijn in 2035. Om deze reden werd ervoor gekozen om de nucleaire impact in 2035 te analyseren. Het referentienet is hetzelfde als het eerder beschreven referentienet in 2035 uit Figuur 3.21.

Om de marktsituatie te simuleren werd geopteerd voor een variant op het **"Global Import" 2035** scenario, waarin productie van beide kerncentrales is meegenomen. De verschillende productie- en belastingswaarden uit dit marktscenario werden toegevoegd aan het referentienet 2035.

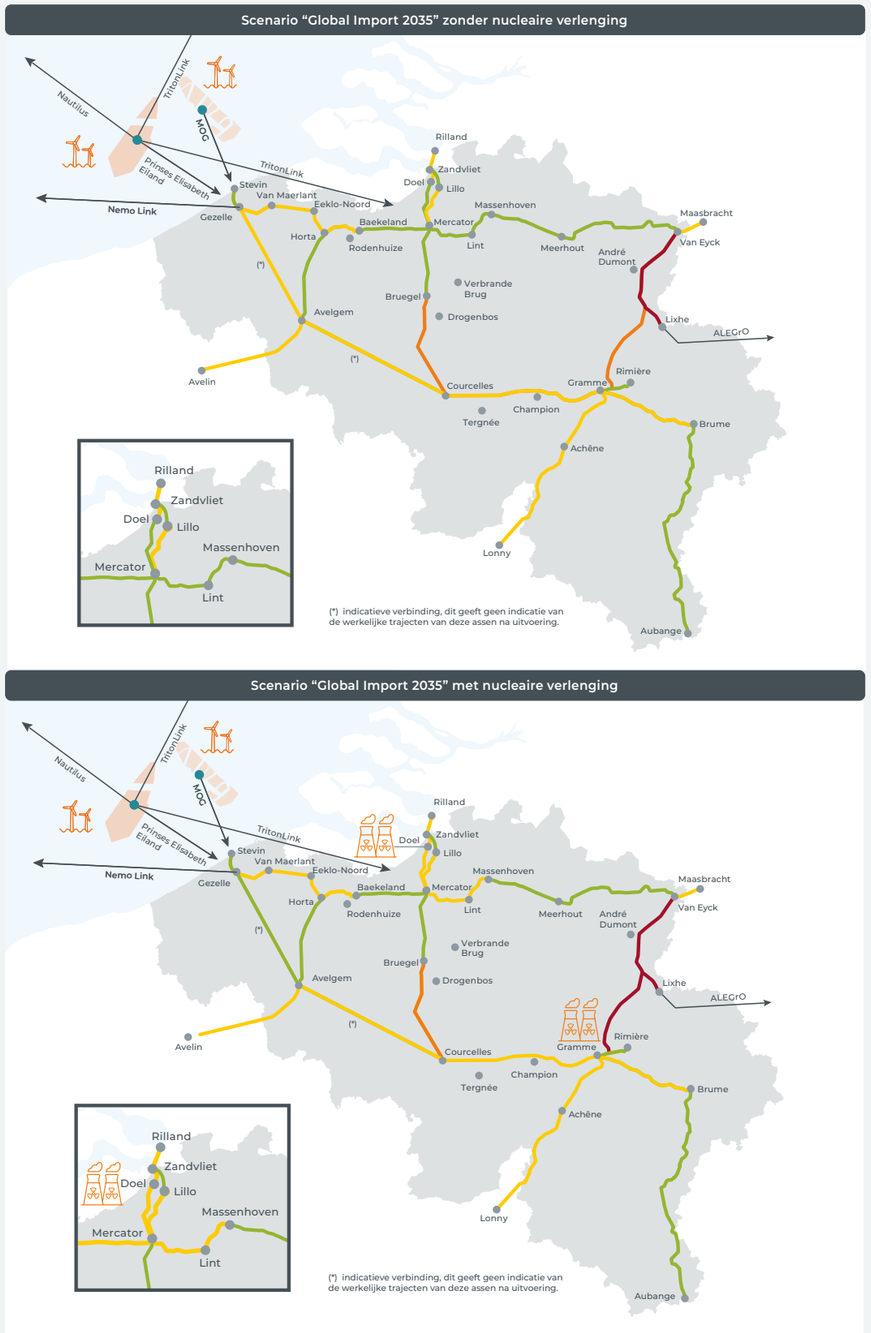
Opnieuw wordt de productie verdeeld over alle productie-eenheden die verwacht worden aanwezig te zullen zijn in België in 2035, waar in deze analyse dus ook de 2 kerncentrales Tihange 3 en Doel 4 deel van uitmaken.

Deze analyse focust op de interactie van een gedeeltelijke kernverlenging met de grensversterkingen en de versterkingen van het interne net 380 kV, door het beschouwen van de eventuele verschillen in resultaten bij een scenario "Global Import" 2035 zonder kernverlenging, en een scenario 2035 met verlenging van de nucleaire eenheden Tihange 3 en Doel 4. Verdere detailstudies, die rekening houden met andere scenario's en andere tijdshorizonten, zijn nodig om de volledige impact van een kernverlenging in beeld te brengen.

3.3.5.2. Resultaten

Figuur 3.23 geeft de impact weer van een verlenging van de nucleaire centrales Tihange 3 en Doel 4 in 2035 op de belastingen en overbelastingen in het interne net 380 kV, rekening houdend met bovenstaande context en randvoorwaarden.

FIGUUR 3.23: BELASTINGEN EN OVERBELASTINGEN, IN N-1 SITUATIE, IN HET INTERNE 380 KV NET VOOR HET REFERENTIEJAAR 2035, MÉT NUCLEAIRE CENTRALES



De aanwezigheid van de kerncentrale Tihange 3 zorgt voor extra overbelasting op de as Gramme – Van Eyck. Deze centrale is immers, via het 380 kV onderstation in Tihange, aangesloten op de knoop in Gramme, de zuidelijke knoop van deze as. Deze extra productie van 1 GW in baseload zal dus de zuid-noord stromen op de as Gramme – Van Eyck gevoelig verhogen. Waar zonder nucleaire verlenging reeds een nood opdook om de as Gramme – Van Eyck tegen 2030 te versterken, zet een nucleaire verlenging deze nood dus nog extra kracht bij. **Bovendien wordt deze versterking van Gramme – Van Eyck nog sterker bevestigd als noodzakelijke voorwaarde voor een versterking van de interconnectie-as Lonny – Achêne – Gramme met hoogperformantiegeleiders.**

De resultaten tonen tevens aan dat een nucleaire verlenging, onder de veronderstellingen van dit scenario, geen extra overbelastingen zal creëren op de as Bruegel – Courcelles, bovenop deze die ook aanwezig zijn op deze as zonder de centrales in Doel en Tihange. De aanwezigheid van Doel 4 in het noorden van het land zal zelfs lichte tegendruk bieden aan deze overbelastingen, die optreden bij zuid-noord stromen. De nucleaire verlenging legt zodus geen extra druk op een versterking van de as Bruegel – Courcelles.

Een finale conclusie die kan getrokken worden uit deze resultaten is dat de aanwezigheid van Doel 4 én TritonLink extra druk zal zetten op de as Mercator – Massenhoven. Zelfs als deze as versterkt is met hoogperformantiegeleiders zal deze bij noord-zuid stromen zwaarbelast (maar niet overbelast) worden in 2035 door de aanwezigheid van Doel 4 en TritonLink. Dit resultaat bevestigt de versterking van de as Mercator – Massenhoven met hoogperformantiegeleiders, die in deze analyse tegen 2030 reeds in rekening is genomen, als een voorwaarde voor de indienstname van TritonLink.

3.3.6. CONCLUSIES

De studie ter identificatie van de systeembehoeften van het interne net 380 kV in 2030 en 2035 leidt tot enkele duidelijke en belangrijke conclusies.

Ten eerste **bevestigen de resultaten de nood voor de nieuwe corridors Ventilus en Boucle du Hainaut**. Een tijdige realisatie van beide corridors is een noodzakelijke voorwaarde voor het aansluiten van de geplande additionele 3,15 - 3,5 GW aan offshore windproductie, die via het Prinses Elisabeth Eiland aan land wordt gebracht. De ontwerpcapaciteit van beide assen worden reeds sterk gebruikt in 2030 en nog meer tegen 2035.

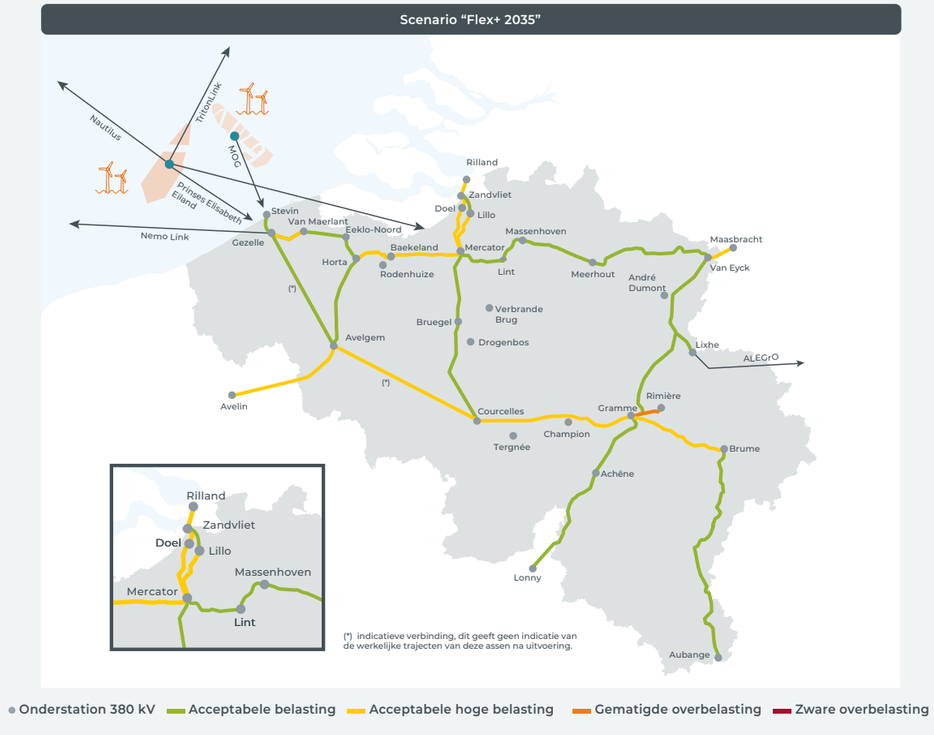
Ten tweede tonen de resultaten aan dat **de geplande versterkingen van de assen Mercator – Massenhoven, Gramme – Van Eyck en Breugel – Courcelles met hoogperformantiegeleiders essentieel zijn voor het faciliteren van de energietransitie richting 2030 en 2035**, rekening houdend met een verdere toekomstige integratie van hernieuwbare energiebronnen, verhoogde interconnectiecapaciteiten op verschillende grenzen, en een doorgedreven elektrificatie van de industriële alsook de residentiële energievraag.

Ten derde wordt bevestigd dat de **geplande versterkingen van het interne net 380 kV een noodzakelijke en voldoende voorwaarde zijn voor het realiseren van alle projecten in het horizontaal systeem die ter goedkeuring worden voorgelegd in dit Federaal Ontwikkelingsplan**. (Dit wordt tevens getoond in figuur 3.24.) Er dient echter te worden opgemerkt dat deze resultaten slechts van toepassing zijn onder de hypothesen zoals toegepast in de verschillende markt- en netsimulaties die werden uitgevoerd, rekening houdend met verschillende scenario's. De voorziene timing van de reeds geplande versterkingen kan variëren in functie van verdere ontwikkelingen, zoals bijkomende vragen tot aansluiting van netgebruikers. Bovendien kunnen dergelijke ontwikkelingen tevens een nood tot extra netversterkingen reeds triggeren vóór 2035, bijvoorbeeld een versterking van de assen Doel – Zandvliet, Doel – Mercator of Brume – Gramme, alsook een snellere versterking van de as Gramme – Courcelles.

Ten vierde blijkt dat de haalbaarheid van **een tijdige realisatie van de geplande versterkingen van de assen Mercator – Massenhoven, Gramme – Van Eyck en, in mindere mate, Bruegel – Courcelles een potentiële impact hebben op de timing van indienstname van de interconnectie-projecten. Zo werd de versterking van de as Mercator – Massenhoven geïdentificeerd als noodzakelijke voorwaarde voor een indienstname van TritonLink, evenals de versterking van de as Gramme – Van Eyck als noodzakelijke voorwaarde voor een versterking van de as Lonny – Achêne – Gramme**.

Tenslotte werd aangetoond dat de verlenging van de nucleaire centrales Tihange 3 en Doel 4 een impact heeft op de belastingen van de assen Gramme – Van Eyck respectievelijk Mercator – Massenhoven. **De aanwezigheid van Tihange 3 en Doel 4 versterkt en vervroegt zodoende de nood aan de versterkingen van deze assen**, en heeft mogelijks een impact op de mogelijke timing voor het uitvoeren van de grensversterkingen.

FIGUUR 3.24: BELASTINGEN EN OVERBELASTINGEN, IN N-1 SITUATIE, IN HET INTERNE 380 KV NET VOOR HET SCENARIO "FLEX+" MET REFERENTIEJAAR 2035, NA VERSTERKING VAN DE ASSEN GRAMME – VAN EYCK EN BRUEGEL – COURCELLES

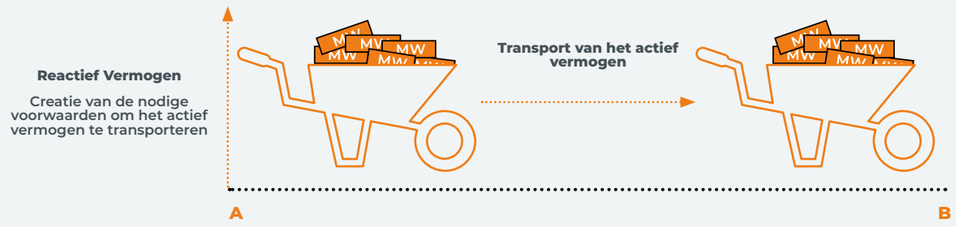


3.4 Middelen voor spanningsbeheer

3.4.1. WAT IS DE MVAR-BALANS EN WAAROM IS DIT ZO BELANGRIJK?

Het is de taak van Elia om de spanningen op het Belgische elektrische transmissienetwerk te beheren en ervoor te zorgen dat de spanning valt binnen het bereik zoals gedefinieerd in het Federaal Technisch Reglement. Het actieve en reactieve vermogen spelen hierin een belangrijke rol. Het actieve vermogen wordt meestal uitgedrukt in mega watt[14] (MW) en is de nuttige elektrische energie die de eindgebruiker per seconde effectief verbruikt. Het reactieve vermogen wordt uitgedrukt in mega volt-ampère reactief (MVAr) en is eigenlijk de elektrische energie die opgeslagen is in het transmissienet zelf en die nodig is om het transport van actief vermogen te realiseren. Figuur 3.25 illustreert deze concepten aan de hand van een analogie met een kruiwagen.

FIGUUR 3.25: HET VERSCHIL TUSSEN ACTIEF EN REACTIEF VERMOGEN.



Figuur 3.25 vergelijkt actief en reactief vermogen in een elektrisch netwerk met het vooruit duwen van een kruiwagen. Het vooruitduwen van de kruiwagen is analoog met het transport van “nuttig” of actief vermogen. Het opheffen van de kruiwagen is te vergelijken met het reactief vermogen. Het optillen is immers nodig om de nuttige vracht te vervoeren. Indien je de kruiwagen niet voldoende optilt, is het moeilijk om de last vooruit te duwen. Het te hoog optillen van de kruiwagen anderzijds, leidt tot het risico dat de last omkipt.

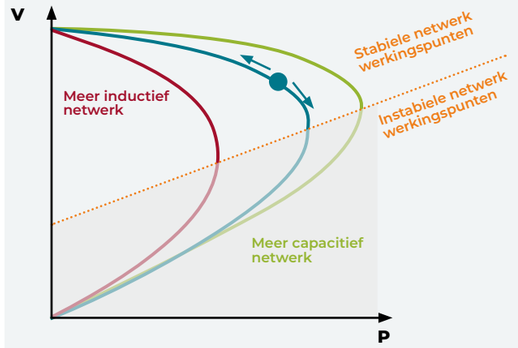
De productie of injectie van reactief vermogen in het systeem wordt aangeduid met de term **“capacitief vermogen”**, de afname of absorptie van reactief vermogen krijgt de naam **“inductief vermogen”**. Het evenwicht tussen beide wordt de “reactief vermogen balans” genoemd.

Een slechte reactief vermogen balans in een elektrisch netwerk, waarbij er dus een onevenwicht is tussen de productie en absorptie van reactief vermogen, kan leiden tot een inefficiënt transport van actief vermogen of tot een instabiel systeem waarin de spanningen niet binnen de juiste grenzen gehouden kunnen worden.

Figuur 3.26 geeft, op een vereenvoudigde wijze, de principes weer voor een correcte spanningshuishouding op het transmissienet. De verschillende curves, rood, blauw en groen geven het verband weer tussen het te transporteren actieve vermogen P en de spanningen op het net V voor een elektrisch netwerk. Een elektrisch netwerk met veel absorptie van reactief vermogen wordt aangeduid met de rode curve als “meer inductief netwerk”. Voor een netwerk met meer productie van reactief vermogen, en dus een meer capacitief netwerk, schuiven de curves naar rechts.

14 Voor residentiële installaties wordt meestal de eenheid kilowatt gebruikt.

FIGUUR 3.26: RELATIE TUSSEN DE SPANNINGEN OP HET NET (V) EN HET TE TRANSPORTEREN ACTIEVE VERMOGEN (P)



Werkingspunten in de zone onder de oranje stippellijn zijn niet aanvaardbaar gezien ze de stabiliteit van het systeem in het gedrang brengen. Een daling van de afgenomen energie van het net in die zone leidt tot een spanningsverlaging. Deze spanningsverlaging leidt vervolgens tot een verhoging van de stroom doorheen het transmissienetwerk. Een verhoging van de stromen leidt dan op zijn beurt weer tot een meer inductief netwerk en dus verdere daling van de spanning. De verdere daling van de spanning leidt opnieuw tot een verhoging van de stromen. Deze ‘vicieuze cirkel’ zet zich voort tot een volledige instorting van de spanning. Dit fenomeen wordt versterkt doordat hogere stromen het risico verhogen op overbelasting van netwerkelementen. De overbelastingen leiden tot uitschakelingen van netwerkelementen met mogelijks verlies van vermogen tot gevolg. Deze vermogensvermindering versterkt de ‘vicieuze cirkel’.

Werkingspunten in de zone boven de oranje stippellijn zijn stabiel. Een vermogensvermindering leidt immers tot een spanningsverhoging en dus een meer capacitief net. De spanningsverhoging leidt tot lagere stromen waardoor er ook geen risico is van het verlies van netwerkelementen door overbelasting. Elia dient er dus te allen tijde voor te zorgen dat het transmissienet zich in op een werkingspunt in de witte zone bevindt. Elia kan zich hiervoor beroepen op verschillende maatregelen, zoals het in of uitschakelen van bepaalde toestellen (zoals condensatoren of spoelen) of gebruik maken van diensten aangeboden door netgebruikers die in staat zijn om hun reactief gedrag aan te passen.

Een meer capacitief netwerk laat een hoger vermogenstransport toe. Hoe meer het transmissienetwerk belast wordt, hoe meer capacitief het netwerk dient te zijn om de stabiliteit van het systeem niet in het gedrang te brengen.

3.4.2. SPANNINGSCONTROLE WORD EEN STEEDS GROTERE UITDAGING

Vanwege de energietransitie en de daarbij horende evolutie van het productiepark, wordt spanningsbeheer een steeds grotere uitdaging. De integratie van meer hernieuwbare energieën in het elektrische systeem, zorgt voor grotere en meer volatiele stromen doorheen het elektrische transmissienet. Deze evolutie van de stromen door het netwerk beïnvloed de spanningshuishouding sterk.

In het algemeen onderscheidt men twee soorten situaties, momenten van lage en momenten van hoge belasting van (of “stroom door”) het transmissienetwerk. Bij lage belasting, zal het reactieve vermogen geproduceerd door de netelementen de spanning de hoogte in duwen. Ondergrondse verbindingen dragen hier het sterkst toe bij. Bij hoge belasting, verandert het gedrag van het net en zullen bepaalde netelementen (transformatoren, bovengrondse geleiders) veel reactief vermogen absorberen en dientengevolge zal de spanning dalen.

Tot op heden is Elia – met behulp van eigen condensatorbatterijen, eigen compensatiespoelen en de spanningsregelende capaciteiten van de netgebruikers – er altijd in geslaagd om een correcte spanningshuishouding te garanderen. Bovenstaande evoluties hebben echter tot gevolg dat Elia in de toekomst over significant meer middelen, die de reactief vermogen balans kunnen beïnvloeden, dient te beschikken.

Figuur 3.27 geeft een voorbeeld van de balans van reactief vermogen op het Belgische transmissienet tijdens een moment van lage en een moment van hoge belasting (exclusief spanningsregelende middelen). Reactief vermogen wordt uitgedrukt door middel van de eenheid MVAr (Mega-Volt-Ampère-reactief). De balans tijdens momenten van lage en hoge belasting dient gecompenseerd te worden door spanningsregelende middelen.

FIGUUR 3.27: ILLUSTRATIEVE VOORBEELDEN VAN DE MVAR-BALANS TIJDENS EEN MOMENT VAN LAGE EN HOGE BELASTING

Lage Belasting	
Injectie reactief vermogen ondergrondse kabels	+ 5000 Mvar
Injectie reactief vermogen bovengrondse lijnen	
Absorptie reactief vermogen transformaten	- 1000 Mvar
Injectie reactief vermogen door de belasting	+ 750 Mvar
Plotse wijziging in reactief vermogen na incident	+ 400 Mvar
	+ 5150 Mvar

Hoge Mvar **injectie** leidt tot **hoge spanningen**

Hoge Belasting	
Injectie reactief vermogen ondergrondse kabels	+ 3250 Mvar
Injectie reactief vermogen bovengrondse lijnen	
Absorptie reactief vermogen transformaten	- 3050 Mvar
Injectie reactief vermogen door de belasting	- 2000 Mvar
Plotse wijziging in reactief vermogen na incident	- 1100 Mvar
	- 2900 Mvar

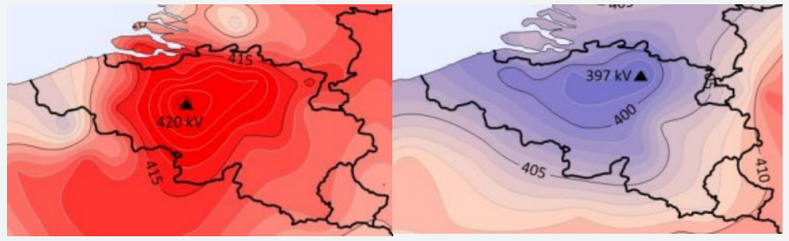
Hoge Mvar **absorptie** leidt tot **lage spanningen**

Zoals reeds vermeldt valt op te merken dat de belasting zich qua reactief vermogen anders gedraagt bij lage belasting dan bij hoge belasting. De distributienetten tonen namelijk eenzelfde gedrag als het transmissienet: bij lage belasting zijn distributienetten meer capacitief en bij hoge belasting zijn ze meer inductief.

Een typische situatie van lage belasting is een dag in het weekend in de zomer, met veel productie aan lokale hernieuwbare energie. In een dergelijk geval ontstaat de nood aan absorptie van reactief vermogen.

Een situatie van hoge belasting kan gepaard gaan met grote hoeveelheden van import aan elektrische energie. De simultane importcapaciteit wordt gedefinieerd als het maximumvermogen dat instantaan kan geïmporteerd worden cumulatief over alle grenzen heen. Een dergelijke situatie stemt overeen met een erg hoge belasting van het net waardoor er productie of injectie van reactief vermogen nodig is om de spanning te ondersteunen. In het vorige Federaal Ontwikkelingsplan werd een stappenplan uitgewerkt om de simultane importcapaciteit gradueel te verhogen.

FIGUUR 3.28: WERKELIJKE VOORBEELDEN VAN HET SPANNINGSPROFIEL OP HET TRANSMISSIENET BIJ MOMENTEN VAN LAGE BELASTING (LINKS) EN HOGE BELASTING (RECHTS). DE SITUATIE MET LAGE BELASTING LEIDT TYPISCH TOT HOGE SPANNINGEN. IN DIT GEVAL WORDT DE LIMIET VAN 420 KV NET NIET OVERSCHREDEN, ZELFS NA ACTIVATIE VAN PRAKTISCH ALLE MAATREGELEN DIE ELIA TER BESCHIKKING HEEFT OM DE SPANNING TE REGELEN. DIT ILLUSTREERT DUIDELIJK DE NOOD AAN BIJKOMENDE COMPENSATIEMIDDELEN VOOR ABSORPTIE VAN REACTIEVE ENERGIE



Fase 1 en 2 van dit stappenplan werden afgerond. De installatie van respectievelijk 3 en 4 condensatorbatterijen[15] – samen goed voor een compensatie van 580 MVar – hebben de simultane importcapaciteit verhoogd tot 7.500 MW in 2023.

Een beperking van de simultane importcapaciteit is niet meer toegelaten volgens ‘The Clean Energy Package’ [EUC-20] regelgeving. Op basis van de resultaten van de marktanalyses schat Elia de verwachte simultane importniveaus in.

De frequentie en de omvang van de simultane importniveaus gebruikt Elia om de nood aan injectie van reactief vermogen te bepalen. Noteer dat de som van de theoretische technische importcapaciteit van alle grensoverschrijdende verbindingen hoger ligt dan de simultane importcapaciteit waarvoor Elia investeert. Gezien deze theoretische importniveaus vooralsnog niet voorkomen in de marktsimulaties, zal Elia hiervoor niet investeren.

15 Condensatorbatterijen injecteren reactief vermogen in het net.

3.4.3. DE CONCRETE TOEKOMSTIGE NODEN AAN SPANNINGSREGELENDE MIDDELEN

Een belangrijke parameter bij het bepalen van de noden is het verlies van een netelement, 'N-1'. Dit leidt immers tot een plotse wijziging in het reactief vermogen zowel bij lage als bij hoge belasting. Het effect is groter bij hoge belasting gezien het inductief vermogen van een netelement evenredig is met het kwadraat van de stroom. Het verlies van een netelement herverdeelt immers de stromen over andere netelementen, die op die manier zwaarder belast worden en zich meer inductief zullen gedragen.

Hiermee rekening houdend heeft Elia de toekomstige noden aan spanningsregelende middelen onderzocht. Een eerste belangrijke horizon is 2025, aangezien het productiepark aanzienlijk zal veranderen vanwege de sluiting van vijf nucleaire productie-eenheden.

Uit de netstudies volgen voor deze horizon vier belangrijke conclusies:

1. Uitgaande van de verwachte evolutie waarbij het net zich steeds meer capacitief zal gedragen in normale situaties, vormen de geplande hoeveelheid condensatorbatterijen geen beperking voor de verwachte simultane importniveaus in 2025.
2. Tijdens momenten van hoge belasting en een beperkte aanwezigheid van synchrone productie-eenheden op het net, bereikt het transmissienetwerk zijn limieten qua dynamische spanningsstabiliteit. De marktstudies geven aan dat deze momenten zeer sporadisch voorkomen, waardoor Elia telt op de mogelijkheid voor 'must-runs'[16] in deze situaties.
3. Vanwege de trend om steeds meer verbindingen ondergronds te bouwen, verhoogt de nood aan compensatie door spoelen. Uit de studie volgt een nood aan een volume van 965 MVar aan inductieve compensatie of absorptie. Het volume is een techno-economisch optimum om de spanningen onder de materiaallimieten te houden tegen een zo laag mogelijke kost voor de maatschappij. In dit optimum wordt de kost van spoelen in eigen beheer afgewogen met de kost van Mvar-diensten aangeboden door Elia's klanten. Het volume van 965 Mvar zal verspreid worden over de onderstations van Lint 150kV, Zwijndrecht 150 kV, Avernas 150kV, Mercator 380 kV, Bruegel 380 kV, Meerhout 380 kV en Champion 380 kV.
4. Om beter om te gaan met het volatiel karakter van de spanning, worden een deel van de compensatiespoelen uitgerust met een regelaar. Een regelaar zorgt voor een meer optimale regeling van de spanning en laat toe het spanningsbeheer in de toekomst te automatiseren (§2.3.4 Innovatieve projecten voor een meer optimaal en veiliger gebruik van het net).

Na 2025, verwacht Elia dat de trend om het hoogspanningsnetwerk alsmaar meer ondergronds te brengen zich zal verderzetten op de spanningsniveaus 150kV en lager. De mate waarin, zal de behoefte bepalen aan extra compensatiespoelen.

De verdere integratie van hernieuwbare energie in het Europese systeem vervangt synchrone productie-eenheden die in het verleden de spanningsstabiliteit van het net garandeerden. Het verdwijnen van deze synchrone productie-eenheden zal leiden tot een behoefte aan dynamische spanning ondersteunde middelen (zoals een SVC[17], STATCOM[18] of Synchrone Compensator (§2.3.2 Synchrone compensator)). Dynamische spanning ondersteunde middelen reageren snel – lees binnen enkele seconden – en automatisch op (plotse) veranderingen van de MVar-balans. Op die manier stabiliseren ze de spanning bij incidenten. Statische middelen zoals condensatorbatterijen en compensatiespoelen vergen daarentegen een manuele actie van een operator en zijn dus niet geschikt om de spanning te stabiliseren net na een incident.

Vanwege het beperkte potentieel aan hernieuwbare energiebronnen in België, zal bijkomende importcapaciteit nodig zijn om het Belgische elektrisch systeem (volledig) te vergroenen. Een verhoging van de simultane importcapaciteit, zal de behoefte aan reactieve statische en dynamische middelen doen toenemen.

Elia voert daarom systematisch om de twee jaar een netstudie uit met als doel de nood aan bijkomende statische en dynamische spanningsregelingsbehoeften te detecteren. De behoefte, timing en oplossing(en) worden bijgestuurd in functie van de evolutie van het productiepark, de uitbatingsmogelijkheden, de marktontwikkelingen voor reactief vermogen, de evolutie in het reactief gedrag van de belasting als ook regelgevende vereisten.

16 Dit zijn centrales die niet weerhouden werden door de markt, maar die vraag van Elia toch ingeschakeld dienen te worden.
17 Static Var Compensator.
18 Static Synchronous Compensator.

3.5 Stabiliteitsnoden ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden aan hernieuwbare bronnen

Het merendeel van de hernieuwbare energiebronnen bevat, net zoals HVDC-verbindingen, een omvormer gebaseerd op vermogenelektronica (in het Engels, Power Electronics of PE). Het gebruik van dergelijke omvormers ligt aan de basis van het succes van de hernieuwbare bronnen, gezien deze het mogelijk maakt om de energie die opgewekt wordt door de hernieuwbare bron om te zetten in een vorm – een wisselstroom van 50 Hz - die geschikt is voor injectie in het transmissie-of distributienet.

Volatiele hernieuwbare energiebronnen, gekoppeld aan het net door middel van omvormers, gedragen zich op een fundamenteel verschillende manier vergeleken met klassieke bronnen van elektrische energie.

De massale uitrol van hernieuwbare energie, zorgt ervoor dat er een zeer grote hoeveelheid van dergelijke omvormers aan het bestaande netwerk gekoppeld wordt. Tevens neemt het aandeel aan klassieke thermische productie van elektriciteit (gascentrales, steenkoolcentrales, Nucleaire centrales, waterkracht, ...) steeds verder af. Deze evolutie geeft aanleiding tot het optreden van nieuwe specifieke risico's voor de stabiliteit van het netwerk. De stabiliteit van het transmissienetwerk wordt immers traditioneel verzekerd door de aanwezigheid van conventionele centrales. Deze centrales dragen op drie manieren bij aan de stabiliteit van het systeem door:

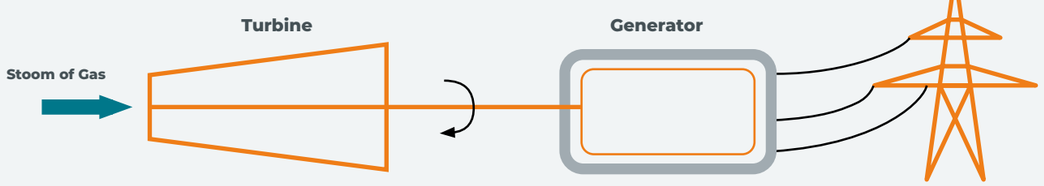
1. De aanwezigheid van "**Inertie**" in het elektrische systeem.
2. Het opwekken van een zeer stabiele of "**starre**" **spanningsgolfvorm**;
3. Het aanleveren van een zeer hoge stroom bij kortsluiting, of **kortsluitstroom**, wat essentieel is voor een snelle detectie van kortsluitingen en het selectief [19]afschakelen van de netelementen waarop de fout zich voordoet;

19 Selectief betekent dat het netelement met de kortsluiting wordt afgeschakeld en dat er geen enkel ander netelement mee wordt afgeschakeld.

3.5.1. INERTIE

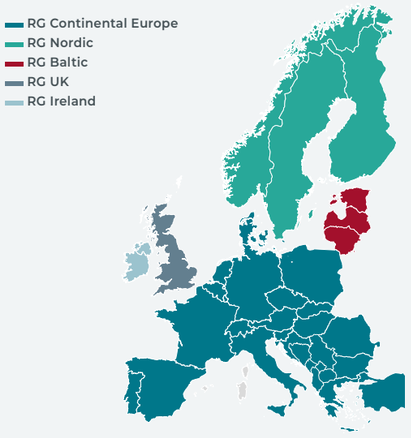
In een conventionele centrale wordt elektriciteit opgewerkt door het doen draaien van magneten (of elektro-magneten) in een zogenoemde synchrone generator. De draaiende beweging wordt opgewekt door een turbine die op zijn beurt aangedreven wordt door stoom of door het verbranden van gas. De snelheid van deze rotatie bepaalt de frequentie van de opgewekte spanning en stroom. Alle dergelijke centrales, aan elkaar gekoppeld via het geïnterconnecteerde transmissienet, draaien op dezelfde elektrische snelheid en synchroon met elkaar. Een vaak gebruikte analogie is deze van fietsers op een tandem, die op een gecoördineerde manier moeten trappen.

FIGUUR 3.29: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN EEN KLASSIEKE CENTRALE



Het dergelijk deel van het transmissienet, waarin het beheer van de frequentie gecoördineerd gebeurt en alle generatoren synchroon met elkaar "draaien" wordt een synchrone zone genoemd. Figuur 3.30 toont de 5 synchrone zones van het Europese elektriciteitssysteem. België maakt deel uit van de zone "Continental Europe" of CE. De CE-zone omvat 26 landen en is één van de grootste elektrisch geïnterconnecteerde systemen van de wereld.

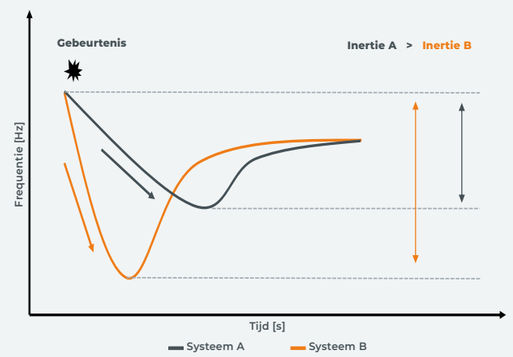
FIGUUR 3.30: OVERZICHT VAN DE EUROPESE SYNCHRONE ZONES [ENT-10] - SINDS 16 MAART 2022 MAKEN OOK OEKRAÏNE EN MOLDAVIË DEEL UIT VAN DEZE SYNCHRONE ZONE, NA EEN NOODSYNCHRONISATIE. DIT IS NOG NIET WEERGEGEVEN IN DE KAART



Inertie in het elektrisch systeem verwijst naar de grote hoeveelheid energie die opgeslagen is in de gezamenlijke roterende massa - turbines en draaiende delen van de generator[20] - van al deze klassieke elektriciteitscentrales binnen één synchrone zone. Deze inertie gedraagt zich als een buffer tegen snelle veranderingen in productie of belasting op het elektriciteitsnet. Indien er zich bijvoorbeeld een incident op het net zou voordoen waardoor er een onevenwicht ontstaat tussen de opgewekte elektriciteit en de elektriciteit die van het net wordt afgenomen, dan zal de frequentie beginnen afwijken. In het geval van het plotse verlies van een productie-eenheid, zal de frequentie beginnen dalen (Figuur 3.31). Gezien er immers te weinig energie wordt opgewerkt, zal de energie uit de buffer omgezet worden in elektriciteit en wordt het draaiend deel afgeremd waardoor de frequentie ook daalt. Omgekeerd zal het plotse verlies van een grote belasting, aanleiding geven tot een stijging van de frequentie.

20 Grote elektrische motoren bevatten ook een dergelijke energie.

FIGUUR 3.31: FREQUENTIEAFWIJKING BIJ EEN PLOTS VERLIES VAN PRODUCTIE-EENHEDEN IN SYSTEMEN MET EEN VERSCHILLENDE INERTIE



Hoe groter de opgeslagen energie in het systeem – en dus de inertie – des te langzamer deze daling of stijging van de frequentie wordt. Dit geeft de netbeheerder de mogelijkheid om tijdig in te grijpen en de elektriciteitsproductie te verhogen en/of belasting af te schakelen, zodat de frequentie binnen de toelaatbare grenzen blijft.

Teruggrijpend naar de analogie van de tandemfiets: hoeveel te meer fietsers er zijn op de tandemfiets, des te minder groot de impact op de snelheid zal zijn, als één fietser plots stopt met trappen.

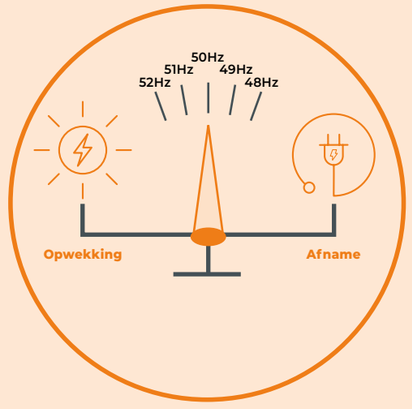
Hernieuwbare bronnen, gekoppeld aan het net via de omvormers, zijn op dit moment nog niet in staat om een dergelijke inertie op grote schaal aan het net leveren[21]. Met de toename aan dergelijke bronnen en de afname van de klassieke bronnen, zal dus ook de totale inertie in het net aanwezig afnemen. Concreet betekent dit dat plotse incidenten op het net aanleiding zullen geven tot, vergeleken met het verleden, veel grotere en snellere veranderingen van de netfrequentie. Te grote plotse veranderingen van de frequentie kunnen aanleiding geven tot een sneeuwbaleffect met een totale ineenstorting van het transmissienet tot gevolg. Het is dus van groot belang om de evolutie van deze inertie op te volgen en tijdig maatregelen te nemen.

Waarom moet de frequentie in het elektriciteitssysteem constant op 50 Hz gehouden worden?

In het begin van de uitbouw van de elektriciteitsnetwerken werden er in de wisselstroomnetwerken verschillende frequenties gebruikt. Europa convergeerde in de loop van de 20e eeuw naar een frequentie van 50 Hz. De Verenigde Staten maken gebruik van 60 Hz.

Binnen een synchroon systeem wordt deze frequentie op 50 Hz gehouden, waarbij slechts zeer kleine afwijkingen toegelaten zijn. Dit betekent dat binnen een dergelijk synchroon netwerk er ten alle tijde een evenwicht moet zijn tussen de geproduceerde energie en de afgenomen energie waarbij de inertie van het systeem, zoals hierboven toegelicht, als buffer tegen snelle veranderingen in de frequentie dient.

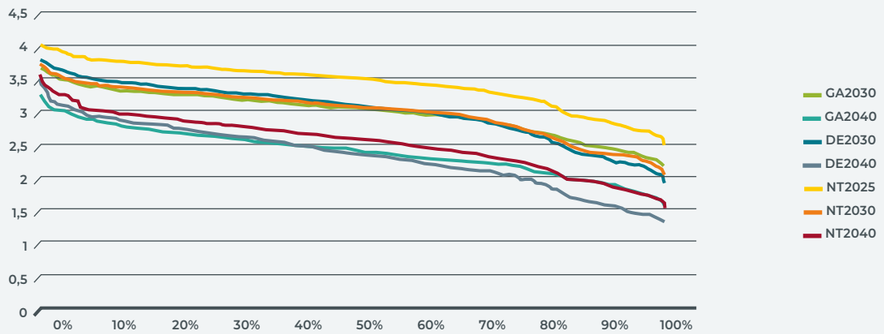
Het is van groot belang dat deze frequentie zo constant mogelijk gehouden wordt, vele toestellen zijn immers specifiek ontworpen voor deze frequentie. Een te grote of te plotse afwijking van deze frequentie kan leiden tot schade of afschakeling van deze toestellen en tot een toename van verliezen en mechanische slijtage in transformatoren en generatoren.



21 Op kleine schaal, is het wel reeds mogelijk om door middel van specifieke controlesystemen een dergelijk inertie gedrag na te bootsen. Op grote schaal, in het kader van transmissienetten, is dit echter nog niet beschikbaar.

De analyse van de evolutie van de inertie van het netwerk moet geanalyseerd worden op het niveau van de volledige synchrone zone. ENTSO-E[22] voert in het kader van het tweejaarlijkse TYNDP[23] -proces specifieke studies [ENT-11][24] uit die de evolutie van de inertie van het systeem in kaart brengen. Figuur 3.32 toont de evolutie van de inertie in de synchrone zone van Continentaal Europa voor de verschillende scenario's van het TYNDP2020 en voor verschillende horizonten. Deze monotone curves tonen het percentage aan uren in een volledig jaar, waarin de intrinsieke inertie van alle generatoren in het CE-systeem, zich boven een bepaalde waarde bevindt. Voor het scenario NT 2025 (gele curve) is de inertie van het systeem bijvoorbeeld gedurende meer dan 50% van het jaar boven de 3,5 seconden. Er is een duidelijke evolutie waarneembaar naar lagere waarden van de totale inertie voor de verschillende scenario's en voor de verschillende horizonten.

FIGUUR 3.32: MONOTONE CURVE VAN DE INERTIE H IN SECONDEN, IN DE SYNCHRONE ZONE VAN CONTINENTAAL EUROPA VOOR DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S VAN HET TYNDP [TYDNP 2020 - HTTPS://TYNDP.ENTSOE.EU/]. GA = GLOBAL AMBITION; DE = DISTRIBUTED ENERGY; NT = NATIONAL TRENDS



Alhoewel een duidelijke dalende trend waarneembaar is in de CE-zone, zullen er voor deze zone geen grote frequentie- afwijkingen optreden op korte termijn, behoudens specifieke en zeer uitzonderlijke incidenten zoals een opsplitsing van het synchrone systeem. Zulk een opsplitsing van het systeem moet niet, in overeenstemming met de Europese System Operations and Guidelines kunnen worden opgevangen zonder impact voor netgebruikers, maar wordt opgevangen door middel van het uitwerken van beschermings- en heropbouwplannen.

Er is nog geen definitieve oplossing uitgewerkt voor het omgaan met bovenstaande problematiek op de langere termijn. Er bestaan verschillende opties, zoals:

- Het herzien en verbeteren van de bestaande noodplannen;
- Het verhogen van de inertie in het systeem;
- Het herzien van de aansturing van de omvormers;
- Ontwikkelen van een nieuw marktproduct die het toelaat om snel te reageren aan de zijde van de belasting;
- Aanpassen van de toestellen in het net;
- ...

Dit vereist echter nog verder onderzoek op Europees niveau vooraleer een definitieve richting gekozen kan worden. Voor dit ontwikkelingsplan zijn er dus nog geen specifieke noden geïdentificeerd in dit kader.

22 European Network of Transmission System Operators.
23 Ten Year Network Development Plan.
24 TYNDP 2020 Insight Report Inertia.

3.5.2. STARRE SPANNINGSGOLFVORM

Synchrone generatoren kunnen hun eigen stabiele spanning genereren op een zekere frequentie en amplitude. Ze kunnen de spanning, binnen bepaalde grenzen, "vasthouden" onafhankelijk van het koppelen of ontkoppelen van componenten van het netwerk. Er kan dus gesteld worden dat synchrone generatoren een "net-vormende[25]" capaciteit hebben. Ze kunnen immers een netwerk opstarten, stabiliseren, een stabiele spanning leveren en autonoom synchroniseren met andere eenheden.

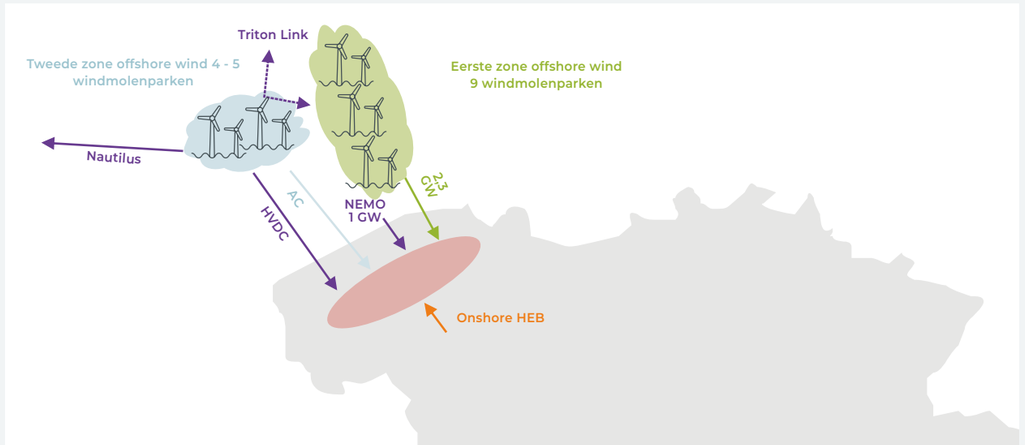
De overgrote meerderheid van de toestellen aan het net gekoppeld door een omvormer, hebben deze capaciteit niet en worden dan ook "net-volgend[26]" genoemd. Ze maken gebruik van de spannings- en frequentie-referentie, zoals bepaald door deze aangeleverd door de synchrone generatoren, om hun injectie van stroom in het net op af te stemmen.

Gezien de afnemende hoeveelheid aan klassieke synchrone generatoren, neemt de kwaliteit van deze "referentiespanning" af. Ten gevolge hiervan kan de spanningsgolfvorm die gebruikt wordt door de omvormer als referentie verstoord worden door variaties in de afname van het net, maar ook door de injectie van stroom door de omvormer zelf. De spanning van het net is als het ware niet "sterk" genoeg. Zulke verstoringen of interacties kunnen verergerd worden door de aanwezigheid van meerdere "netvolgende" omvormers. Wanneer een omvormer afgesteld is voor de specifieke situatie op een bepaalde plaats in het net, zal de prestatie van deze omvormer verminderen, wanneer er in de nabijheid een bijkomende omvormer geplaatst wordt. Het is niet uitgesloten dat de elektrische parameters niet meer binnen de juiste grenzen blijven. De impact van deze interacties kan zelfs zodanig ernstig zijn dat de beveiligingen van bepaalde installaties aangesproken worden en uiteindelijk van het net worden afgeschakeld.

In het kader van de behoeftendetectie analyseert Elia of dergelijke fenomenen voorkomen op het Belgische net en indien dit het geval is, hoe deze gemitigeerd kunnen worden.

Zoals reeds in het federaal ontwikkelingsplan 2020-2030 toegelicht, wordt er door de realisatie van Ventilus en Boucle Du Hainaut een onthaalcapaciteit van 7 GW gecreëerd. Deze onthaalcapaciteit zal zo goed als volledig ingevuld worden door uitrustingen die gebruik maken van dergelijke omvormers: windturbines en HVDC-verbindingen. De Belgische situatie is vrij uniek wereldwijd gezien de zeer grote hoeveelheid aan omvormers op een zeer klein gebied, de aanwezigheid aan omvormers van verschillende constructeurs en de afwezigheid van grote synchrone eenheden in de nabijheid. Verder zit er ook een relatief groot verschil in tijd tussen de plaatsing van het eerste windmolenpark in 2009 en de plaatsing van de laatste installaties tegen 2030, waardoor er ook verschillende generaties aan omvormers geplaatst worden. Figuur 3.33 toont deze situatie op schematische wijze.

FIGUUR 3.33: SCHEMATISCHE WEERGAVE VAN DE OMVORMERS IN DE BELGISCHE KUSTREGIO

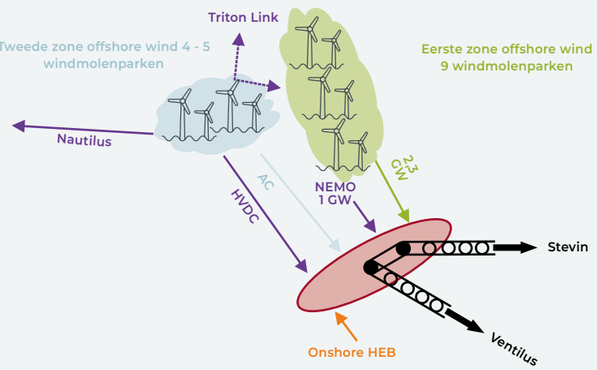


25 Doorgaans wordt de Engelse term Grid-Forming gebruikt.
26 Grid-Following.

De analyse van dergelijke fenomenen gebeurt aan de hand van gespecialiseerde EMT[27] studies en software die het gedrag van het elektrisch systeem nauwkeurig kunnen simuleren tot ver in het kilohertz[28] gebied. De reactie van het systeem op verschillende gebeurtenissen[29] en in verschillende uitbatingstoestanden[30], wordt d.m.v. de berekening en analyse van verschillende elektrische parameters nagegaan.

De uitgevoerde simulaties voor deze specifieke situatie toonden aan dat de reactie van het systeem op verlies van één van de 4 beschikbare lijnen (zie Figuur 3.34) stabiel is. De reactie op het verlies van twee lijnen, waarvan de ene in Ventilus en de andere in Stevin, is ook stabiel.

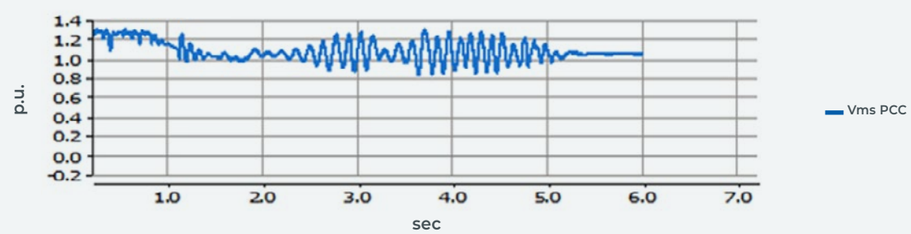
FIGUUR 3.34: SCHEMATISCHE WEERGAVE VAN DE STEVIN EN VENTILUS-AS NA DE REALISATIE VAN MOG 2 EN NAUTILUS



Enkel het geval waarbij de beide lijnen van één van beide verbindingen onbeschikbaar zijn, geeft aanleiding tot interactie tussen de omvormers en leidt tot een instabiel gedrag van de spanning en de stroom.

Figuur 3.35 toont voor een specifieke situatie, waarbij beide lijnen uit de Stevin verbinding buiten dienst zijn, het gedrag van de spanning. Een stabiele spanning zou resulteren in een rechte horizontale lijn. In deze situatie is er echter geen stabiele spanningsgolfvorm, maar treden er oscillaties op met een frequentie tussen de 3-8Hz.

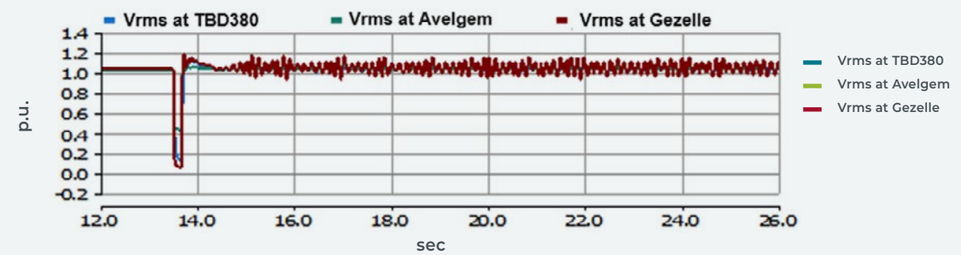
FIGUUR 3.35: OSCILLATIES OP DE SPANNING IN PER UNIT (1.0 PER UNIT KOMT OVEREEN MET 380 KV) MET DUIDELIJKE OSCILLATIES T.G.V. INSTABILITEIT VAN DE OMVORMERS



27 Electromagnetic Transients.
28 Schakelfrequentie van de omvormers van IBR.
29 Schakelacties, kortsluitingen, ...
30 Onderhoud, situaties met veel wind, situaties met veel export, ...

Figuur 3.36 toont het gedrag van de spanning in een andere situatie, na het plotse verlies van beide lijnen in de Stevin corridor door een kortsluiting die gelijktijdig op beide lijnen optreedt. Ook hier treedt er duidelijk een instabiele situatie op.

FIGUUR 3.36: OSCILLATIES OP DE SPANNING IN PER UNIT (1.0 PER UNIT KOMT OVEREEN MET 380 KV) IN DE KUSTREGIO NA PLOTS VERLIES VAN BEIDE LIJNEN IN DE STEVIN-CORRIDOR. TUSSEN SECONDE 13 EN 14 TREEDT EEN KORTSLUITING OP, OP BEIDE LIJNEN VAN DE STEVIN CORRIDOR, DIE SNEL DOOR DE BEVEILIGINGEN GEËLIMINEERD WORDT



Specifiek aan dit geval is, dat het instabiele gedrag optreedt in bepaalde netconfiguraties, zonder dat er een incident hoeft plaats te vinden en dat het niet afhankelijk is van de getransporteerde vermogens maar wel van het aantal geïnstalleerde omvormers. Indien één van beide corridors Stevin/Ventilus buiten dienst is, is de referentiespanning niet meer sterk genoeg en is de onderlinge beïnvloeding van al de aanwezige omvormers te groot, waardoor de spanning erg grillig wordt.

Een dergelijk gedrag van de spanning kan uiteindelijk leiden tot een automatische afschakeling van hernieuwbare productie-eenheden of schade veroorzaken aan vele installaties. In het slechtste geval treedt er een cascade-effect op, waarbij een grote hoeveelheid aan omvormers zich ineens van het net afschakelt. Een dergelijke situatie is natuurlijk onaanvaardbaar en dient gemitigeerd te worden.

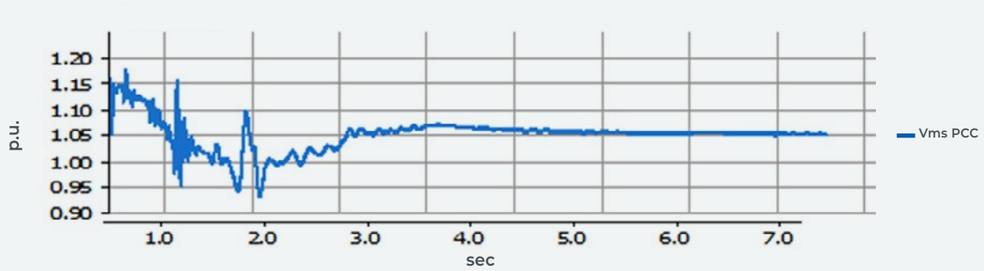
Voor het mitigeren van deze situatie werden verschillende mogelijke pistes onderzocht:

- De meest eenvoudige oplossing bestaat erin om het aantal geïnstalleerde omvormers te beperken. Gezien de Belgische energie-ambities is dit echter geen realistische optie.
- Een tweede mogelijke oplossing bestaat erin om gebruik te maken van een **netvormend controleschema** voor al de aanwezige omvormers. Deze concepten bevinden zich echter nog in de onderzoeksfase en zijn nog niet voldoende betrouwbaar voor een toepassing op brede schaal zoals in de Belgische kustregio. Dergelijke concepten dienen eerst getest te worden in meer kleinschalige projecten.
- Ten derde is er de optie van de plaatsing van FACTS[31]-toestellen, zoals bijvoorbeeld een STATCOM [ENT-12][32]. Dit is een klasse van toestellen die, net zoals de omvormers van de hernieuwbare energiebronnen, opgebouwd is uit vermogenelektronische componenten. Dit zijn flexibele toestellen die verschillende functionaliteiten kunnen aanbieden, zoals bijvoorbeeld het verhogen van de transportcapaciteit, verhogen van netstabiliteit en een snelle ondersteuning van de spanning. Dit werd echter niet weerhouden als haalbare oplossing, gezien het in de eerste plaats gaat over een toestel dat ook gebruikt maakt van omvormers, dewelke net de oorzaak van het probleem zijn. Tevens dienen dergelijke toestellen afgestemd te worden op zeer specifieke vooraf bepaalde situaties. De uitgevoerde analyses toonden echter aan dat deze instabiliteiten optreden in een groot aantal verschillende situaties en dat de karakteristieken – met name de frequentie – ook in elke situatie verschillen. Een betrouwbaar en stabiel gedrag van deze toestellen in alle mogelijke situaties kan niet gegarandeerd worden.
- Een versterking van de spanningsgolfvorm, dit zou kunnen door het versterken van het net, zoals bijvoorbeeld bijkomende verbindingen. Dit is echter geen redelijke oplossing voor dit probleem. Het plaatsen van Synchrone Compensatoren (§2.3 Technologie in de energietransitie), heeft echter ook een versterkend effect op de spanning. Tevens zijn dergelijke toestellen zeer robuust en dienen ze niet afgestemd te worden op een zeer specifieke situatie. De uitgevoerde simulaties toonden aan dat het plaatsen van synchrone compensatoren, al dan niet met een hoge inertie[33], een zeer effectief middel zijn om deze instabiliteit te mitigeren.

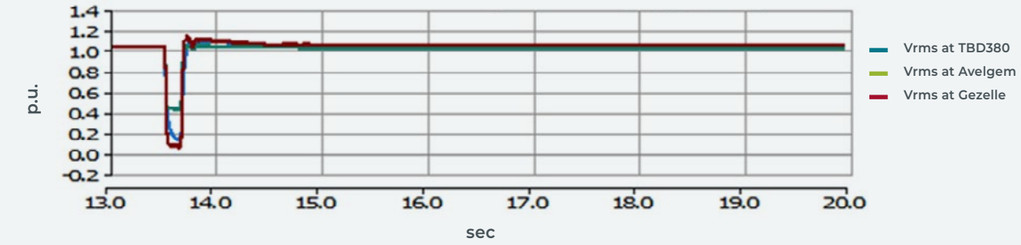
31 Flexible Alternating Current Transmission Systems.
32 Static Synchronous Compensator.
33 De inertie kan verhoogd worden door het toevoegen van vliegwielen.

De synchrone compensator zorgt immers voor een gelijkaardige buffer als die van generatoren, zoals eerder beschreven, en dempt de oscillaties als het ware uit. Figuur 3.37 en Figuur 3.38 tonen het effect van de plaatsing van synchrone compensatoren in de situaties eerder beschreven. Het stabiliserend effect is zeer duidelijk.

FIGUUR 3.37: GEDRAG VAN DE SPANNING IN DE SITUATIE VAN FIGUUR 3.32 MET DE PLAATSING VAN SYNCHRONE COMPENSATOREN. NA ENKELE OVERGANGSVERSCHIJNSELEN STABILISEERT DE SPANNING



FIGUUR 3.38: GEDRAG VAN DE SPANNING IN DE SITUATIE VAN FIGUUR 3.33 MET DE PLAATSING VAN SYNCHRONE COMPENSATOREN. NA DE UITSCHAKELING VAN ÉÉN CORRIDOR STABILISEERT DE SPANNING ZICH ERG SNEL



Uit de analyse blijkt dat de enige oplossing die voldoende flexibiliteit en robuustheid biedt om de risico's gelinkt aan de zeer specifieke situatie in de kustregio te mitigeren op de voorziene tijdshorizon, het installeren van synchrone compensatoren is. Als bijkomend voordeel bieden deze toestellen ook nog tal van andere voordelen, zoals het beheren van de spanning, of het verhogen van de kortsluitstroom.

De nood aan synchrone compensatoren voor het Belgische netwerk is geen uniek geval. In sommige andere landen, doorgaans met een hoge (lokale) integratie van hernieuwbare energie en een meer geïsoleerd transmissienet, is deze nood al eerder ontstaan. Enkele concrete voorbeelden:

- **Denemarken** - 2015
  Plaatsing van 3 synchrone compensatoren in de posten Bjaerskov (250 MVar), Fraugde en Herslev (+150/-75 MVar)
- **Schotland** - 2017
  Synchrone compensator met een innovatief gecoördineerd controlesysteem gecombineerd met een STATCOM.
- **Duitsland** - 2018
  Plaatsing van een synchrone compensator (+340/-170 MVar) te Oberottmarshausen, Beieren
- **Italië** - aangekondigd in 2020
  Plaatsing van 2 synchrone compensatoren (+250/-125 MVar en 1750 MWs inertie) met vliegwiel in het Brindisi onderstation in Zuid-Italië.

Meer informatie met betrekking tot deze voorbeelden zijn te vinden zijn op de technopedia van ENTSO-E [ENT-13].

Gezien op de lange termijn het gebruik van "netvormende omvormers" onontbeerlijk zal worden, is dit het onderwerp van intensief onderzoek, zowel in de academische wereld, als bij de ontwikkelaars van hernieuwbare bronnen en zelfs bij de transmissienetbeheerders. Voor deze laatste is het van belang dat het vertrouwen in het gedrag van de netvormende omvormers progressief kan groeien door middel van demonstratieprojecten op beperkte schaal, waarbij de gevolgen van een incorrecte werking goed beheersbaar zijn. Voor een massale uitrol kan plaatsvinden is het ook belangrijk dat er een geharmoniseerd definitie van systeemvereisten en performantie indicatoren uitgewerkt worden op Europees niveau.

Elia was in dit kader reeds actief betrokken bij de onderzoeksprojecten zoals het BestPaths [BSP-1] project en is ook sterk geëngageerd om zich hiervoor te blijven inzetten in de toekomst zowel op internationaal niveau via het RDIC (Research, Development & Innovation Committee) binnen ENTSO-E en specifieke internationale samenwerkingen. Tevens werkt Elia voor dit onderzoek ook samen met academische instellingen zoals de KULeuven, ULiege, ENaM. Elia werkt tevens aan een demonstratieproject om de haalbaarheid van een systeem, bestaande uit alleen maar vermogenelektronische bronnen, te onderzoeken.

3.5.3. VOLDOEND HOGE KORTSLUITSTROOM

Het beveiligen van een klassiek wisselstroomnet is gebaseerd op het optreden van een voldoend hoge kortsluitstroom bij een kortsluiting. Een hoge kortsluitstroom laat immers toe om een kortsluiting snel te detecteren, maar ook om het netelement met de kortsluiting snel te identificeren. Op deze manier kan er een selectieve afschakeling gebeuren. Dit betekent dat enkel het netelement waarop de kortsluiting zich voordoet wordt afgeschakeld van het net. De stroomsterkte bij een kortsluiting is qua grootteorde ongeveer 10 keer groter dan de maximale stroomsterkte in normale toestand.

Deze hoge kortsluitstromen worden geleverd door de opgeslagen energie in de buffers van de synchrone generatoren. Deze toestellen zullen immers trachten de spanning constant te houden, maar gezien de zeer kleine weerstand bij een kortsluiting zal er dan een zeer hoge stroom vloeien. Natuurlijk moet een dergelijke kortsluitstroom ook niet te hoog zijn, maar binnen de materiaallimieten blijven.

Omvormers beschikken niet over een gelijkaardige capaciteit, om in het geval van kortsluiting een hogere stroom te leveren. De mogelijkheden tot overbelasting van omvormers is immers zeer beperkt, de stroom geleverd door deze omvormers wordt dan door het regelsysteem ook beperkt om zodoende schade te voorkomen aan de vermogenelektronische componenten.

Gezien de centrale ligging binnen het Europese netwerk en het grote aantal interconnecties op het wisselstroomnet manifesteert deze trend van afnemende kortsluitstroom zich nog niet uniform op het Belgische niveau. Op het Belgische netwerk is er in bepaalde regio's, op de horizon van het voorliggend ontwikkelingsplan, eerder een stijging in kortsluitstroom vast te stellen. Dit is het gevolg van een toenemende Europese vermazing door het sterk uitbouwen van de interconnecties tussen de verschillende Europese landen en de verdere uitbouw van de interne backbone, gezien dit de algemene weerstand van het net doet dalen. Zo dienen bepaalde posten op het 380 kV net – Doel, Zandvliet en Van Eyck - net versterkt te worden om aan hogere kortsluitstromen te weerstaan.

Op de langere termijn (2040-2050) zal de penetratie van de hernieuwbare bronnen en bijhorende omvormers echter zodanig stijgen dat er momenten kunnen optreden waarbij de kortsluitstroom erg laag is.

Een eerste optie om hiermee om te gaan, is het dimensioneren van de omvormers voor een hogere stroom. Gezien dit in principe betekent dat de omvormer voor een veel hogere nominale stroom ontworpen moet worden, gaat dit gepaard met hoge kosten.

Een tweede optie betreft het herzien van de klassieke beveiligingsconcepten door het standaard gebruik maken van differentieelbeveiligingen op alle spanningsniveaus. Een nadeel is dat dit type beveiligingen een telecommunicatieverbinding noodzaakt, wat zeker op de lage spanningsniveaus niet overal aanwezig is. Gezien de enorme hoeveelheid beveiligingen en telecommunicatiemiddelen die hiervoor nodig zijn, is dit echter een werk van lange adem. Beide bovenstaande opties sluiten elkaar niet uit en kunnen perfect complementair werken.

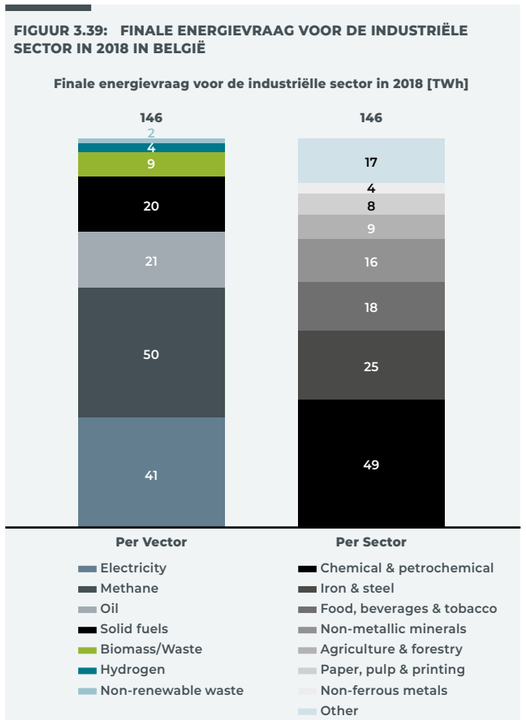
Ten derde is het ook mogelijk om door middel van het installeren van Synchrone compensatoren, de kortsluitstroom te verhogen. Door hun interne "energiebuffer" kunnen deze toestellen, net zoals de synchrone generatoren, voor een bepaalde tijd een grote kortsluitstroom aanleveren.

In de Belgische kustregio bestaat er, gezien de afgelegen locatie ten opzichte van de rest van het net, wel een lokaal risico op een te lage kortsluitstroom in bepaalde operationele situaties. Dit risico wordt door het plaatsen van de synchrone compensatoren voor de spanningsreferentie (zie vorige paragraaf) ook gemitigeerd. Verdere acties zijn hier niet nodig.

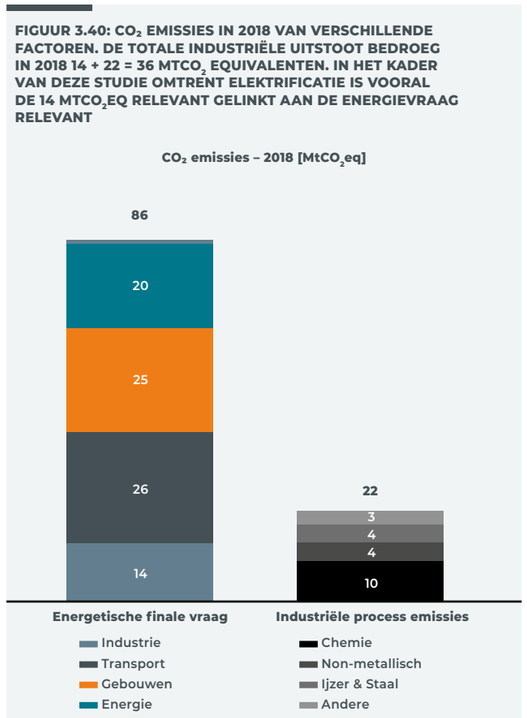
3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België

Elektrificatie van de industrie betekent dat de energiedrager in bepaalde industriële (deel)processen vervangen wordt door elektriciteit. Enkele voorbeelden hiervan zijn warmtepompen, elektrische stoomboilers of elektrische motoren. Aangezien België beschikt over een industrie met een in het algemeen hoge energie-intensiteit, kan de mogelijke stijging in het elektriciteitsverbruik aanzienlijk zijn, met hieruit volgend ook een significante impact op het elektriciteitssysteem.)

FIGUUR 3.39: FINALE ENERGIEVRAAG VOOR DE INDUSTRIËLE SECTOR IN 2018 IN BELGIË



FIGUUR 3.40: CO_2 EMISSIES IN 2018 VAN VERSCHILLENDE FACTOREN. DE TOTALE INDUSTRIËLE UITSTOOT BEDROEG IN 2018 14 + 22 = 36 $MTCO_2$ EQUIVALENTEN. IN HET KADER VAN DEZE STUDIE OMTRENT ELEKTRIFICATIE IS VOORAL DE 14 $MTCO_2EQ$ RELEVANT GELINKT AAN DE ENERGIEVRAAG RELEVANT



Gezien de verscheidenheid aan verschillende sectoren, industriële processen en in ontwikkeling zijnde alternatieve technologieën, bestaat er actueel echter nog veel onzekerheid over het elektrificatietraject van de Belgische industrie.

Ondanks deze onzekerheden, is het van belang om de mogelijke impact op het transmissienet tijdig te bestuderen. Aanpassingen van het transmissienet hebben immers doorgaans een veel langere doorlooptijd dan de aanpassing van industriële processen en infrastructuur. In dit kader is, naast de stijging van het eindgebruik in absolute termen, de geografische lokalisatie – welke stijging zal zich waar manifesteren – van groot belang voor het inschatten van de impact op het net.

In deze context heeft Elia een **verkennende studie** uitgevoerd teneinde het elektrificatiepotentieel van de, aan het transmissienet aangesloten, Belgische industrie en de geografische spreiding hiervan in kaart te brengen op de horizon 2050. De studie handelt over mogelijke evoluties van het geheel aan reeds bestaande industriële afnemers. Nieuw aan te sluiten afnemers werden in dit kader buiten beschouwing gelaten, gezien daar de optie is om een meer geschikte locatie te kiezen, wat een ander soort onderzoek vereist. Het resultaat van deze oefening leidt in eerste instantie tot een aantal belangrijke inzichten en strategische noden met betrekking tot de netontwikkeling. Ten tweede geeft de studie ook duidelijk aan wat de prioriteiten zijn voor verder, meer gedetailleerd onderzoek.

3.6.1. SCENARIO'S EN SENSITIVITEITEN

Het startpunt van de studie zijn de drie scenario's die voor het ontwikkelingsplan werden uitgewerkt voor de horizon 2050. Voor elk van deze scenario's zijn er andere aannames genomen met betrekking tot de elektrificatie en energie efficiëntie. In Tabel 1 van 2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet, worden de belangrijkste hypothesen m.b.t. elektrificatie van de industrie, voor de drie top-down scenario's van het federaal ontwikkelingsplan met horizon 2050, weergegeven.

In deze tabel wordt de industrie weergegeven als één categorie. Deze categorie bestaat echter uit een 10-tal sectoren [EUC-21][34] (ijzer & staal, Chemisch & Petrochemisch, voedsel – drank – tabak, ...) , waarbij elke sector een andere groep van industriële activiteiten omvat. Voor bovenstaande scenario's werd dan ook per sector een cijfermatige inschatting gemaakt van deze hypothesen (§2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet).

Zoals aangegeven in de hierboven vermelde tabel, wordt in de ontwikkelde scenario's voor het ontwikkelingsplan uitgegaan van een bepaald percentage aan elektrificatie in de industrie. Vooral voor wat betreft de warmteopwekking op hoge temperatuur, wordt er uitgegaan van andere alternatieven, met eveneens een lage uitstoot aan broeikasgassen. Vanuit een technisch standpunt bestaan er echter wel opties om ook deze toepassingen te elektrificeren. Volgens [ERL-1] is, rekening houdend met technologieën onder ontwikkeling, het mogelijk om tot 99% van de industriële processen te elektrificeren. De mate waarin rechtstreekse elektrificatie uiteindelijk zal toegepast worden in dergelijke processen is afhankelijk van de kost-efficiëntie van deze toepassingen, ten opzichte van alternatieven met tevens een lage uitstoot van broeikasgassen.

In het kader van deze verkennende studie werd er gekozen om, abstractie makend van het kostenaspect, vooreerst de mogelijke impact van een ver doorgedreven elektrificatie van de Belgische Industrie te analyseren. Deze aanpak laat toe om de strategische lijnen voor netontwikkelingen en verdere studies te bepalen en waarbij eventuele investeringen gelanceerd zullen worden wanneer dit noodzakelijk is volgens de snelheid van elektrificatie van de industrie.

Hiertoe zijn op basis het scenario met het hoogste elektrisch verbruik ("E-prosumers") twee bijkomende sensitiviteiten uitgewerkt, waarbij de elektrificatie verder doorgedreven wordt. Tabel 3.2 geeft een overzicht van de belangrijkste aannames die gebruikt werden in de uitwerking van deze sensitiviteiten.

TABEL 3.2: OVERZICHT VAN DE BELANGRIJKSTE HYPOTHESEN M.B.T. ELEKTRIFICATIE VOOR DE BIJKOMENDE SENSITIVITEITEN OP HET E-PROSUMERS SCENARIO

SCENARIO	INDUSTRIE
E - Industry	· De eerste sensitiviteit, 'E-industry' is gekenmerkt door een sterke industriële activiteit waarbij de nadruk minder ligt op efficiëntie en circulariteit. · Tegelijk wordt er een nog verder doorgedreven elektrificatie verondersteld waarbij alle lage (<100°C) en medium-hoge temperatuur (100-500°C) volledig wordt ge-elektrificieerd door middel van reeds mature (maar niet altijd reeds uitgerolde) technologieën. Een aanzienlijk deel van hoge temperatuursprocessen worden ge-elektrificeerd (>500°C) met behulp van mature technologieën die vandaag echter nog niet op grote schaal worden ingezet. · Op deze manier wordt een elektrificatie bereikt van 75%.
E – industry++	· De tweede sensitiviteit kon worden beschouwd als een extreme stress test waarbij ten eerste een verhoogde totale finale energievraag wordt bekomen door een sterke industriële activiteit en minder nadruk op efficiëntie. · Ten tweede, wordt verondersteld dat alle mogelijke industriële proceswarmte wordt ge-elektrificeerd. Dit wil zeggen dat er gebruik wordt gemaakt van reeds mature technologieën die sectoroverschrijdend zijn en derhalve op grote schaal kunnen worden toegepast alsook technologieën die vandaag nog maar in een pilootfase zitten of specifiek zijn aan bepaalde sectoren. · Op deze manier wordt de theoretisch maximale elektrificatie bereikt van 98%.[35]

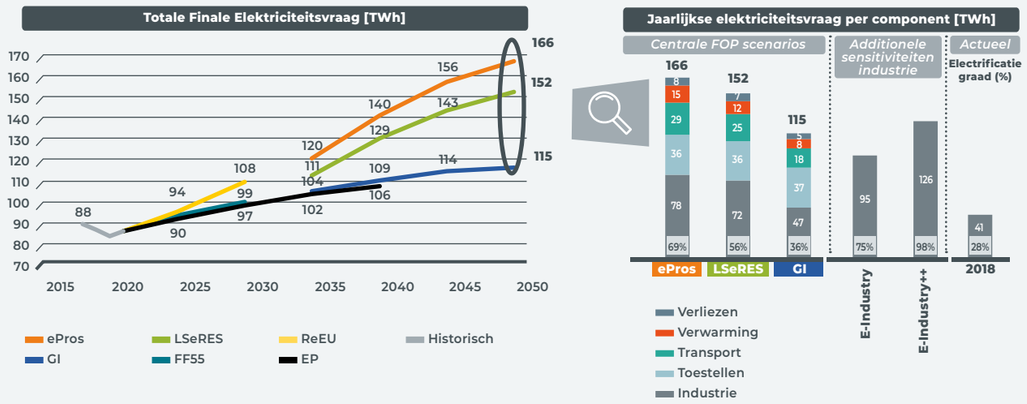
34 Pagina 32.

35 CO_2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat), Maddedu et al. (2020).

Deze sensitiviteiten werden uitgewerkt op de 2050 horizon, waarna dan een interpolatie gebeurd is, om concrete waarden van het elektrische verbruik van de industrie te bepalen voor de tussenliggende jaren.

Figuur 3.39 geeft een vergelijking weer van het resultaat van deze oefening en toont het elektriciteitsverbruik in de industrie in de verschillende scenario's en sensitiviteiten.

FIGUUR 3.41: ELEKTRICITEITSVERBRUIK IN ENERGIE [TWH] VAN DE INDUSTRIE IN DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S EN SENSITIVITEITEN



Volgende observaties volgen uit bovenstaande figuur:

- Het aandeel van het Industriële elektrische verbruik neemt in alle scenario's toe ten opzichte van het actuele verbruik en vertegenwoordigt steeds een belangrijk deel in het totale elektrische verbruik;
- In het "Global Import"-scenario is deze stijging van het elektriciteitsverbruik beperkt tot 14% op de horizon 2050;
- In de andere scenario's van het ontwikkelingsplan ("E-prosumers" en "Large scale e-RES") is de stijging echter erg groot met 75% tot 90% toename van het elektriciteitsverbruik door de industrie. Een significante stijging kan zich tevens al manifesteren op de horizon 2035!
- Het technische potentieel voor elektrificatie van de industrie kan oplopen, behoudens de hierboven toegelichte veronderstellingen, tot 2 of 3 keer het actuele verbruik van de industrie!
- Des te hoger de reeds bereikte elektrificatiegraad, des te meer (elektrische) energie het kost om een bijkomende elektrificatie te bekomen. De processen die eerst geëlektrificeerd zullen worden, zijn ook degene met de hoogste energie-efficiëntie (e.g. lage-temperatuursprocessen).

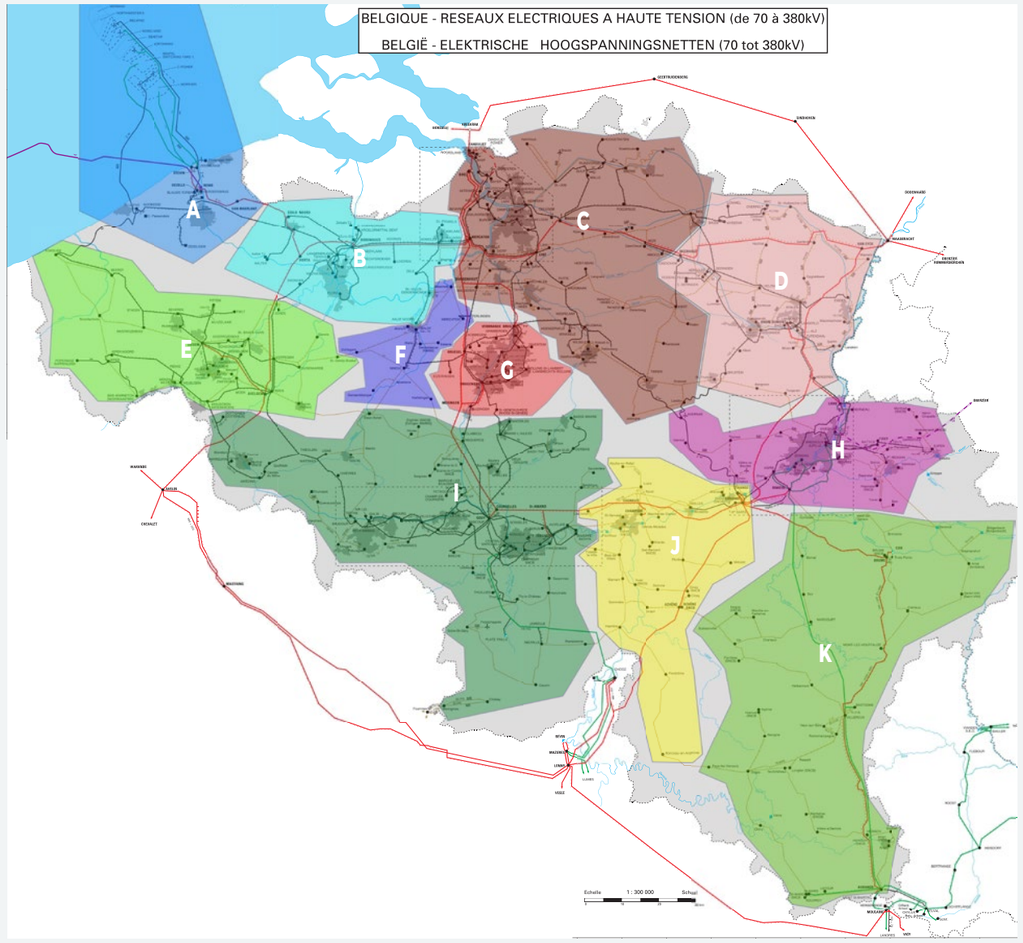
Ondanks de onzekerheden m.b.t. het exacte traject is het duidelijk dat de elektrificatie van het bestaande industriële verbruik in België een zeer grote impact kan hebben op het algemene verbruik. Het spreekt voor zich dat het elektriciteitssysteem ook tijdig mee moet evolueren om een dergelijke toename mogelijk te maken. Specifiek aan de elektrificatie van de industrie is dat het hier niet gaat over een geleidelijke groei over heel het grondgebied, zoals bij warmtepompen voor verwarming van woningen of elektrische voertuigen, maar dat er ineens op één specifieke locatie een grote belasting kan bijkomen. Volgende paragraaf zal dit geografische aspect meer in detail bekijken.

3.6.1.1. Geografische spreiding van het verbruik

In een tweede stap is dan de geografische spreiding van dit elektrisch verbruik over het Belgische grondgebied in kaart gebracht. Vooreerst zijn schaalfactoren bepaald per industrietype, op basis van enerzijds efficiëntiewinsten en anderzijds toegenomen elektrificatie. De schaalfactoren zijn gebaseerd op de verhouding van het industriële verbruik ten opzichte van het totaal elektriciteitsverbruik op sectorniveau. Met deze schaalfactoren is het actuele verbruik van de klanten aangesloten op het Elia net opgeschaald. Een belangrijke hypothese is hierbij dat het huidige elektrische verbruiksprofiel behouden blijft in opgeschaalde vorm. De elektrificatie van bestaande processen kan echter leiden tot een ander verbruiksprofiel met hogere of net meer gematigde pieken. Tevens werd een mogelijke toename van flexibiliteit van het industriële verbruik nog niet mee in rekening gebracht. Hiervoor is reeds een initiatief gelanceerd teneinde dit, in samenwerking met industriële partners, diepgaander te onderzoeken.

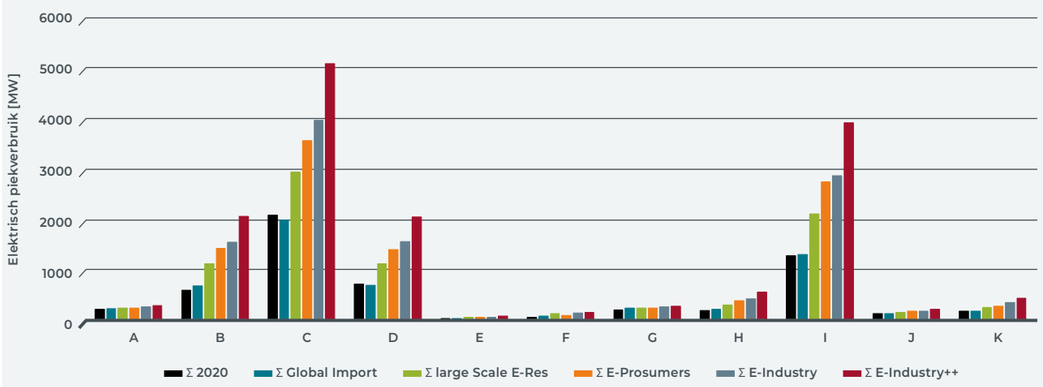
De resultaten zijn geaggregeerd per elektrische zone. Deze elektrische zones volgen uit een (grotendeels historische) opdeling van het transmissienet in regionale elektrisch samenhangende clusters. Figuur 3.42 geeft de voor deze studie gebruikte elektrische zones weer.

FIGUUR 3.42: OPDELING VAN BELGIË IN ELEKTRISCHE ZONES

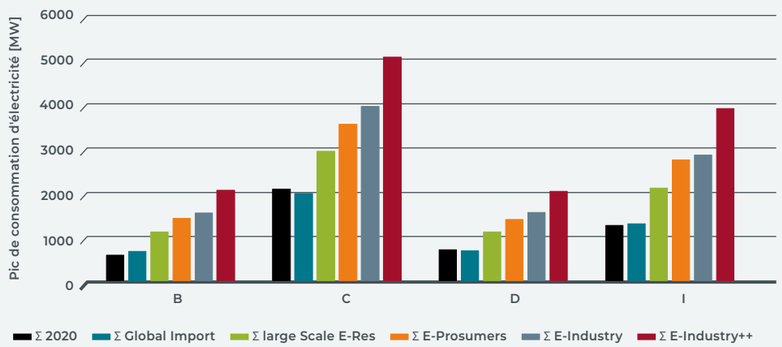


Figuur 3.43 geeft een overzicht van de asynchrone piek[36] van het industrieel verbruik in elektrisch vermogen aangesloten op het Elia net per elektrische zone en per scenario in 2050. Hieruit blijkt dat het "Global Import"-scenario voor de asynchrone piek dicht bij de asynchrone piek van 2020 ligt. Alle andere scenario's tonen echter een significante toename van de asynchrone piek. De zones B, C, D en I hebben vandaag het hoogste industrieel verbruik en bovendien een belangrijk aandeel (petro)chemische en/of staalindustrie. Gezien deze industrieën een belangrijk elektrificatiepotentieel hebben, kennen deze elektrische zones onder deze assumpties de grootste impact. Binnen deze elektrische zones is er bovendien een verdere concentratie rond de bestaande industriële clusters (vb. haven van Antwerpen).

FIGUUR 3.43: MOGELIJK ELEKTRISCH INDUSTRIËLE AFNAME (2050) TEN GEVOLGE VAN ELEKTRIFICATIE VAN DE BELGISCHE INDUSTRIE IN FUNCTIE VAN DE ELEKTRISCHE ZONES

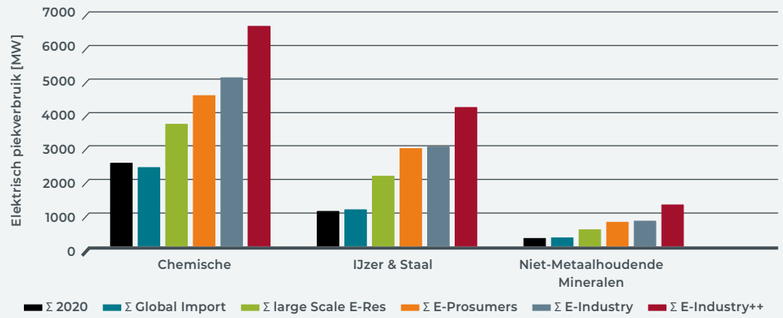


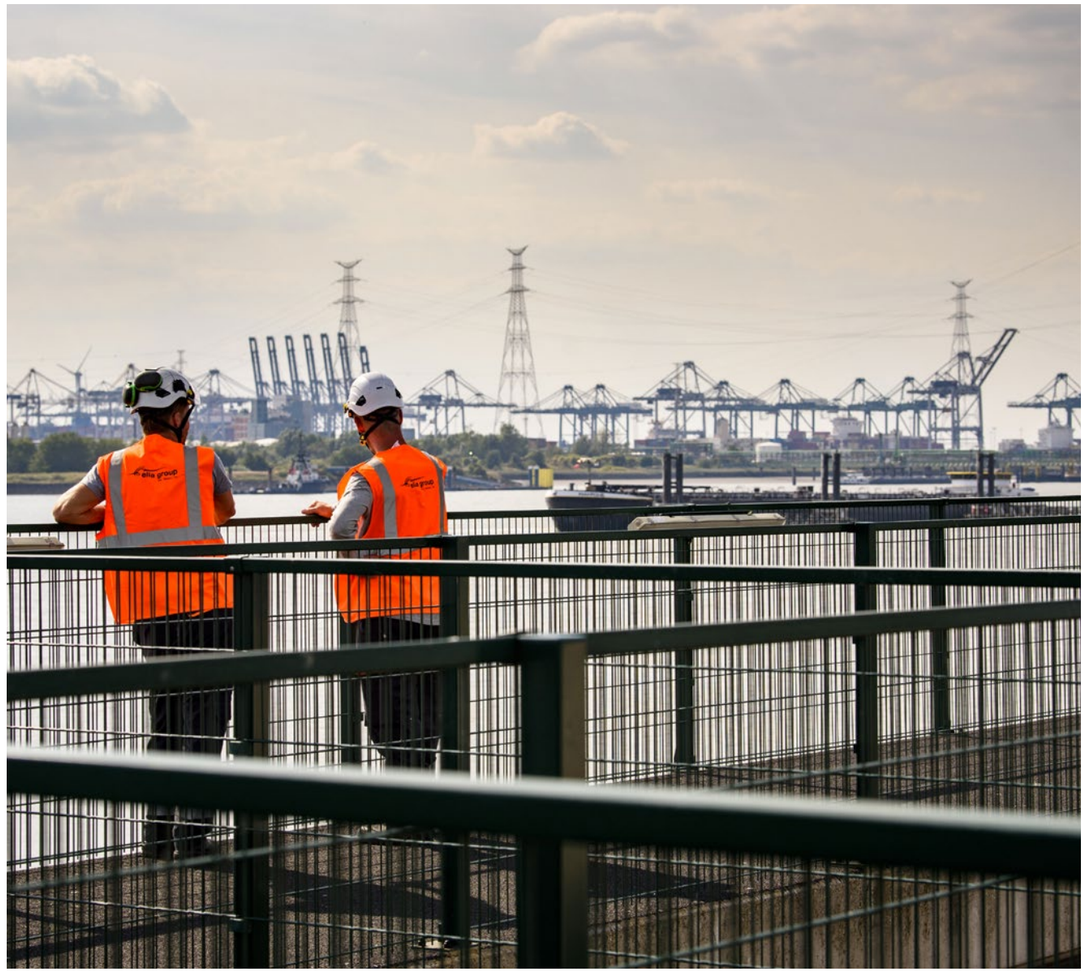
FIGUUR 3.44: ZONES B, C, D EN I (GROOTSTE IMPACT VAN ELEKTRIFICATIE BESTAANDE INDUSTRIE)



36 De asynchrone piek is de som in vermogen van de individuele pieken van de afzonderlijke netgebruikers. De synchrone piek zal lager zijn gezien niet alle klanten hetzelfde verbruiksprofiel hebben.

FIGUUR 3.45: DE (PETRO)CHEMISCHE INDUSTRIE, STAALINDUSTRIE EN NIET-METALLISCHE MINERALEN INDUSTRIE HEBBEN DE GROOTSTE IMPACT GEZIEN HUN BELANG VANDAAG EN HUN BELANGRIJK ELEKTRIFICATIEPOTENTIEEL (2050)

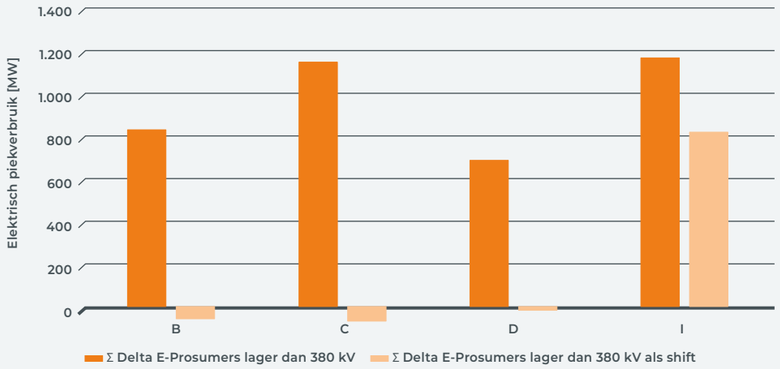




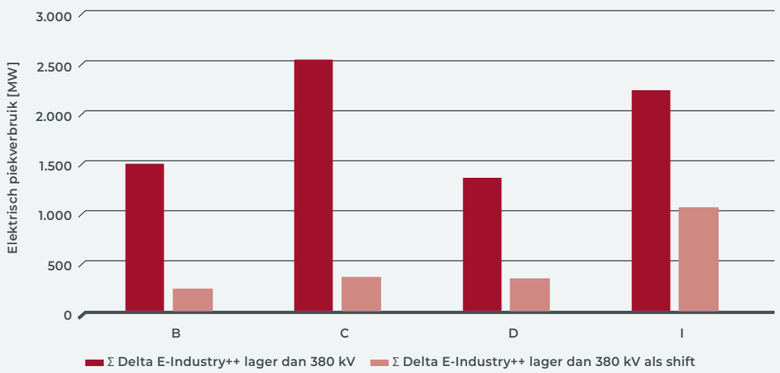
Gezien de mogelijks sterke toenames van het elektrisch verbruik in deze zones en gezien de grootste netgebruikers historisch op het 150 kV net (of lagere spanningsniveaus) aangesloten zijn in deze zones B, C, D en I, zou de stijging van dit verbruik resulteren in een sterk verhoogde afname op de regionale 150 kV netten. Figuur 3.46 en Figuur 3.47 tonen dit effect voor het “E-prosumers” en het “E-industry++”-scenario. Wanneer echter de netgebruikers waarvan het toekomstige piekverbruik meer dan ~300 MW volledig overgeheveld worden naar het 380 kV net, toont zich een ander beeld: voor de zones B,C en D resulteert dit in een afname van het verbruik op 150 kV. Voor zone I wordt de toename afgezwakt. Algemeen kan men stellen dat beperkte toenames met een normale netontwikkeling opgevangen kunnen worden op 150 kV, maar dat toenames van de grootteorde waarvan hier sprake is, onrealistisch zijn op 150 kV. Voor deze vermogens is een overgang naar het 380 kV net aangewezen. Indien deze zeer grote netgebruikers naar 380 kV verschuiven, wordt er capaciteit beschikbaar gemaakt op de lagere spanningsniveaus om middelgrote netgebruikers te elektrificeren of nieuwe verbruikers aan te sluiten. In dit kader dient ook vermeld te worden dat netgebruikers die vandaag op distributieniveau aangesloten zijn, buiten beschouwing van deze oefening zijn gelaten. Het is echter waarschijnlijk dat dergelijke netgebruikers ook een grote stijging zullen kennen en de overgang naar het transmissienet zullen dienen te maken. Hierdoor en doordat de evoluties bij de netgebruikers niet noodzakelijk op elkaar afgestemd en de locaties binnen een elektrische zone ook niet steeds dezelfde zijn, kunnen bijkomende netversterkingen op lagere spanningsniveaus soms noodzakelijk zijn.

Een belangrijke voorwaarde is dus het ter beschikking stellen van geschikte 380 kV aansluitingspunten aan de grote netgebruikers, om zodanig de vlotte en tijdige elektrificatie voor netgebruikers van alle spanningsniveaus te kunnen realiseren.

FIGUUR 3.46: EFFECT VAN DE OVERGANG VAN ZEER GROTE KLANTEN (>300 MW) NAAR 380 KV VOOR HET E-PROSUMERS SCENARIO IN 2050



FIGUUR 3.47: EFFECT VAN DE OVERGANG VAN ZEER GROTE KLANTEN (>300 MW) NAAR 380 KV VOOR HET E-INDUSTRY++ IN 2050



3.6.2. INZICHTEN VAN DE VERKENNENDE STUDIE

Ondanks de onzekerheden die nog met elektrificatie gepaard gaan, levert deze studie een aantal zeer belangrijke inzichten op die, om een vlotte elektrificatie mogelijk te maken, nu reeds omgezet dienen te worden in concrete acties. Naast deze inzichten en bijhorende acties, die hieronder toegelicht worden, dient er opgemerkt te worden dat de evolutie van de elektrificatie ook nauwgezet verder opgevolgd dient te worden. Bijkomende studies in de komende jaren zijn onontbeerlijk en zullen toelaten om tijdig bij te sturen waar nodig. Zodoende kunnen de resultaten van bovenstaande oefening periodiek geherevalueerd worden en tevens verfijnd met bijkomende kennis omtrent het elektrificatietraject. In dit kader heeft Elia in parallel meer gedetailleerd onderzoek gelanceerd m.b.t. het gedetailleerde verbruiksprofiel en potentieel tot flexibiliteit in bepaalde industriële clusters. Verder is het ook nodig om een beter beeld te krijgen van het elektrificatiepotentieel van netgebruikers op het distributieniveau.

1. GEZIEN DE MOGELIJKS ZEER GROTE LOKALE STIJGING VAN HET VERBRUIK DIENEN GROTE VERBRUIKERS RECHTSTREEKS OP HET 380 KV-NET AANGESLOTEN TE WORDEN!

In het verleden had het 380 kV spanningsniveau vooral de functie om elektrische energie in bulk te transporteren. Netgebruikers werden, behoudens enkele uitzonderingen, aangesloten op de onderliggende spanningsniveaus.

Bovenstaande studie toont aan dat de elektrificatie kan leiden tot een zeer grote lokale stijging van het verbruik. Bijkomende aansluitingspunten in het 380 kV netwerk voor rechtstreekse aansluiting van grote verbruikers zijn aldus noodzakelijk. In dit kader is de post van **Baekeland** (§4.4.1 Nieuw onderstation Baekeland) een eerste concreet voorbeeld voor de regio Gent.

Gezien de lange doorlooptijd nodig voor de ontwikkeling van netinfrastructuur is een **anticipatie** noodzakelijk om de industriële ontwikkeling niet te vertragen. Elia zal in dit kader verder onderzoek verrichten naar geschikte potentiële locaties en hoe deze in te passen in het elektriciteitsnet. Indien nodig kan Elia al overgaan tot aankoop van geschikte terreinen. Terreinen in de nabijheid van 380 kV posten, waarover Elia reeds beschikt (zoals de site van Izegem), dienen in dit kader dus ook maximaal behouden te worden om toekomstige uitbreidingen mogelijk te maken.

2. VERSCHUIVING VAN VERBRUIK NAAR 380 KV MAAKT CAPACITEIT VRIJ OP DE LAGERE SPANNINGSNIVEAUS VOOR DE ELEKTRIFICATIE VAN MINDER GROTE VERBRUIKERS!

Het overschakelen van de grote netgebruikers van de lagere spanningsniveaus naar een aansluiting op **380 kV** maakt capaciteit beschikbaar op deze lagere spanningsniveaus voor de elektrificatie van minder grote verbruikers. Een dergelijke aanpak zal toelaten om alle netgebruikers sneller en efficiënter te elektrifiëren.

Op termijn kan er echter, in functie van de uiteindelijke groei van het verbruik, nog steeds een nood ontstaan voor **bijkomende transformatiecapaciteit van het 380 kV niveau naar de lagere spanningsniveau en netversterkingen in dit spanningsniveau zijn ook niet uit te sluiten**. Dit dient stelselmatig bestudeerd te worden, in functie van de werkelijke groei van het verbruik.

3. HET VERSTERKEN EN UITBOUWEN VAN HET 380 KV NETWERK IS ONONTBEERLIJK OM HET VERBRUIK GELINKT AAN DE ELEKTRIFICATIE TE TRANSPORTEREN!

De impact van een dergelijk grote toename van het verbruik op het 380 kV netwerk is niet te onderschatten. Bovenstaande informatie is op zichzelf onvoldoende om een berekening van de stromen uit te voeren. De locatie van de productie en de internationale marktuitwisseling dient hiervoor ook mee in beschouwing genomen te worden. Hiervoor wordt verwezen naar §3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV.

Het is echter reeds duidelijk dat **het 380 kV netwerk een essentiële rol** zal vervullen in de elektrificatie van de industrie. In de eerste plaats dienen de realisatie van de **reeds geplande versterking van de backbone 380 kV** en de voorziene versterking van het 380 kV net te Henegouwen “**Boucle du Hainaut**” zo snel als mogelijk gerealiseerd te worden.

Verder is in de Antwerpse regio een zeer groot elektrificatiepotentieel zichtbaar. Een proactieve versterking van het bestaande net in die regio, en meer bepaald de corridors **Zandvliet-Doel** en **Doel-Mercator**, is aangewezen om een tijdige realisatie te garanderen.

3.7 Elektrische voertuigen, warmtepompen en integratie van gedecentraliseerde hernieuwbare energie

In §1.2 De energietransitie - klimaatneutraliteit tegen 2050 werd aangetoond dat een gelijktijdige groei van de elektrificatie en van de productie van hernieuwbare energie nodig is om de doelstellingen inzake decarbonisatie van de samenleving te realiseren.

Naast een massale elektrificatie van de industriële sector (§3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België) zal ook elk Belgisch huishouden te maken krijgen met elektrificatie. Het betreft hier voornamelijk de elektrificatie van zowel het transport als van de verwarming van woningen, respectievelijk via de integratie van elektrische voertuigen en van warmtepompen.

Naast de integratie van grote windmolenparken in de Noordzee (§3.2 Behoeften tot ontwikkeling van grensoverschrijdende en offshore verbindingen) zal voorts een aanzienlijk deel van de duurzame energieproductie afkomstig zijn van de ontplooiing van onshore windmolenparken en fotovoltaïsche panelen.

Deze nieuwe belastingen en productiemiddelen zullen, voor wat Elia betreft, via het **verticale systeem** worden aangesloten. Een aanzienlijk deel zal echter gebeuren via de middenspanningsnetten van de distributienetbeheerders.

In de overgrote meerderheid van de gevallen is Elia eigenaar en beheerder van de transformatoren naar de middenspanningsnetten. Deze maken de verbinding tussen de hoogspanning, beheerd door Elia, en de middenspanning, door de distributienetbeheerders beheerd, in de zowat 400 injectiepunten verspreid over het Belgische grondgebied.

Een aanzienlijk deel van deze injecties gebeurt via het lokale transmissienet in het Vlaamse en Waalse Gewest en via het gewestelijke transmissienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Met andere woorden, vanuit netten met een spanning tussen 30 en 70 kV. Veel injecties gebeuren echter ook via het federale elektriciteitstransmissienet. Met andere woorden, vanuit netten met een spanning van 220, 150 of 110 kV. Tot op heden is er geen injectie in het net van een distributienetbeheerder vanuit het 380 kV-net. Het aandeel van de injecties vanuit het federale transmissienet, t.o.v. de gewestelijke of lokale transmissienetten, neemt toe.

3.7.1. EFFECT OP HET TRANSFORMATIEVERMOGEN NAAR MIDDENSPANNING

Als elektriciteitstransmissienetbeheerder heeft Elia de impact bestudeerd van de toenemende integratie van elektrische voertuigen, warmtepompen, windmolenparken en fotovoltaïsche panelen in de middenspanningsnetten van de distributienetbeheerders op het geïnstalleerde transformatievermogen op de injectiepunten. Het hoofddoel daarbij is het opsporen van injectiepunten waar overbelastingen, die wellicht investeringen vereisen om die te verhelpen, worden verwacht.

Voor deze studie wilde Elia alle vier hierboven beschreven factoren tegelijk in aanmerking nemen, aangezien een toename van de productie van hernieuwbare energie de effecten van een toenemende belasting kan compenseren, en vice versa.

Merk wel op dat deze studie alleen betrekking heeft op het transformatievermogen van de injectiepunten en geen rekening houdt met het net stroomopwaarts. Dat laatste kan immers niet het onderwerp zijn van een globale studie, maar moet voor elk betrokken gebied specifiek worden bestudeerd. Zie ook §5.1 Algemene visie op de ontwikkeling van de netten van 220 kV, 150 kV en 110 kV.

Niet alle vormen van toename van de belasting en productie werden in deze studie in overweging genomen. In het bijzonder werd geen rekening gehouden met de volgende factoren:

- Warmtekrachtkoppeling (gasgestookt), waarvan de uiterst heterogene plaatsing (‘clusters’) een globale studie weinig zinvol maakt en waarvan de toekomstige ontwikkeling onderhevig is aan grote onzekerheden.
- De elektrificatie van de industriële verbruikers die momenteel op de distributienetten zijn aangesloten. De gegevens zijn momenteel nog niet rijp genoeg om een studie uit te voeren rekening houdend met de geografische lokalisatie van deze industrieën. De impact kan echter aanzienlijk zijn, zowel door een toename van de belasting in de distributienetten, als door een overdracht van de belasting naar het Elia-net (met een daaruit voortvloeiende afname van de belasting in de distributienetten).

In het kader van dit Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 worden de gevolgen beoordeeld tot 2034.

3.7.2. HYPOTHESEN

Op het moment dat deze studie werd verricht, waren de scenario's die in het ontwikkelingsplan (§2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet) worden toegelicht, nog niet beschikbaar. De hypothesen die in aanmerking werden genomen op het vlak van de ontplooiing van elektrische voertuigen, warmtepompen, windmolenparken en fotovoltaïsche panelen, stemmen overeen met de aannames van de meest recente studie omtrent de behoeften van het Belgische energiesysteem in termen van adequaatheid en flexibiliteit over een horizon van 10 jaar, gepubliceerd in juni 2021 [ELI-1]. Deze hypothesen sluiten nauw aan bij die van het scenario 'Established Policies'. Zoals hieronder wordt vermeld, zal deze studie regelmatig moeten worden bijgewerkt, zodat ook de in aanmerking genomen hypothesen kunnen worden verfijnd.

ELEKTRISCHE VOERTUIGEN

Wat elektrische voertuigen betreft, wordt uitgegaan van een penetratie die equivalent is met 2,2 miljoen voertuigen tegen 2034. Het equivalente aantal voertuigen werd berekend op basis van een gemiddeld wagenpark met de volgende eigenschappen: 17 kWh/100 km en 15.000 km/jaar.

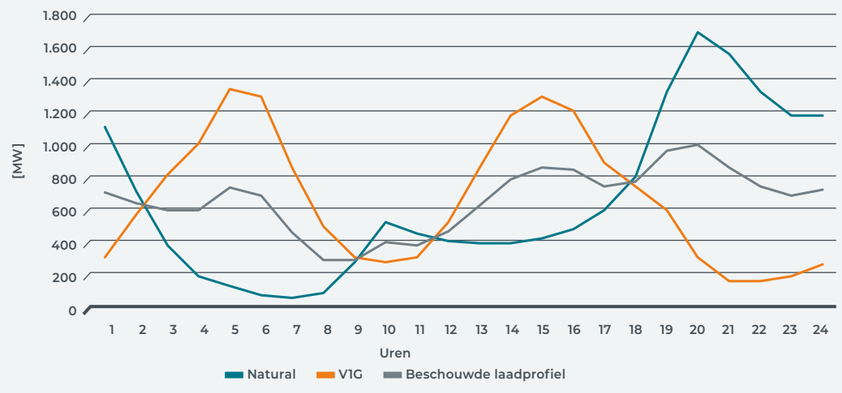
Voor deze studie werd het oplaadprofiel van elektrische voertuigen in twee groepen ingedeeld:

- 'Natuurlijk laden': Er is geen stimulans om het opladen van het voertuig te optimaliseren. Bestuurders laden hun voertuig wanneer de behoefte of de gelegenheid zich voordoet, vaak na het werk. Als gevolg daarvan vindt een aanzienlijk deel van het laden van voertuigen plaats op het moment dat 's avonds al een verbruikspiek in het elektriciteitsverbruik wordt waargenomen.
- 'Geoptimaliseerd laden' (V1G): de voertuigen worden gecombineerd met intelligente éénrichtingslaadtechnologie (zonder de mogelijkheid om energie in het net te injecteren) om het opladen buiten de piekuren van het elektriciteitsverbruik te optimaliseren.

In de studie is geen rekening gehouden met een profiel van het type 'Vehicle to Grid', waarbij gebruik wordt gemaakt van de ongebruikte batterijcapaciteit om energie op te slaan en deze op andere tijdstippen in het net te injecteren. De penetratiegraad van dit type technologie tegen 2034 wordt te laag geschat om een impact te hebben op het geïnstalleerde transformatievermogen op de injectiepunten.

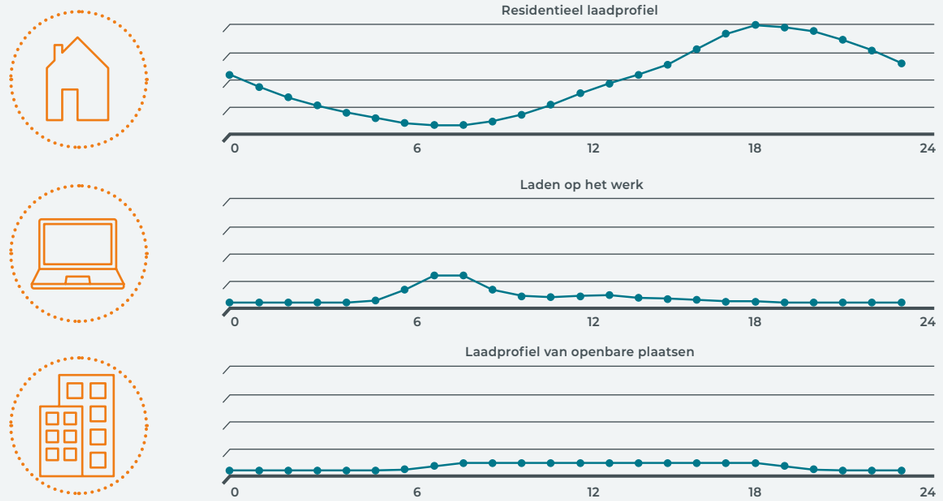
Het totale in aanmerking genomen laadprofiel is een combinatie van het 'natuurlijke' en het 'geoptimaliseerde' laadprofiel, waarbij wordt uitgegaan van een gelijke verdeling tussen de twee profielen.

FIGUUR 3.48: GLOBAAL LAADPROFIEL VAN DE ELEKTRISCHE VOERTUIGEN OP NATIONAAL NIVEAU



Aan elk injectiepunt naar het middenspanningsnet is een gewicht toegekend voor 3 karakteristieke laadprofielen. Deze karakteristieke laadprofielen zijn: Residentieel laadprofiel", "Laden op het werk" en "Laadprofiel van openbare plaatsen". Hun profiel is hieronder schematisch weergegeven.

FIGUUR 3.49: LAADPROFIELEN IN FUNCTIE VAN DE UREN VAN DE DAG



Dit gewicht is bepaald aan de hand van de kenmerken van de omliggende gemeenten (aantal banen, commerciële oppervlakten, inkomen, enz.). Het doel is rekening te houden met de zeer uiteenlopende kenmerken van de injectiepunten in het middenspanningsnet. Zo zal een injectiepunt dat hoofdzakelijk omgeven is door woongebieden een heel ander laadprofiel hebben dan een injectiepunt dat ook omgeven is door veel industriegebieden.

Het totale laadprofiel werd vervolgens uitgesplitst naar de verschillende injectiepunten naar het middenspanningsnet.

Voor het specifieke geval van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, met het geplande verbod op verbrandingsmotoren vanaf 2035, zijn geen specifieke hypothesen gemaakt. Over de gevolgen van dit verbod bestaan immers nog veel vragen: veranderingen in de mobiliteitsgewoonten (deelauto's, zachte mobiliteit, enz.), het deel van de bevolking dat een elektrisch voertuig koopt, enz. De evolutie van het laden in dit gewest wordt specifiek opgevolgd om de passende investeringen te waarborgen.

WARMTEPOMPEN

Wat warmtepompen betreft, is voor 2034 uitgegaan van een penetratiegraad van 5,5%.

Het verbruiksprofiel werd gemodelleerd volgens de veronderstellingen die ook door ENTSO-E worden gehanteerd. Voor de studie werd uitgegaan van een warmtepompbelasting die 90% van de klimatologische omstandigheden bestrijkt. Het doel van de studie is te bevestigen dat de transformatoren die aanwezig zijn op de injectiepunten naar het middenspanningsnet, in staat zijn de belasting te voeden.

Merk op dat de in aanmerking genomen penetratie lager is dan die van het REPowerEU-scenario, die ongeveer 20% bedraagt tegen 2034. Deze hogere penetraties zullen verder moeten worden onderzocht.

ONSHORE WIND

Wat onshore-windenergie betreft, wordt een geïnstalleerd vermogen van 5,9 GW in aanmerking genomen.

De nog te installeren capaciteit werd geografisch verdeeld volgens kaarten van het potentieel aan onshore-windproductie. Vervolgens werd ze toegewezen aan de injectiepunten naar het middenspanningsnet, rekening houdend met geografische gegevens.

ZONNEPANELEN

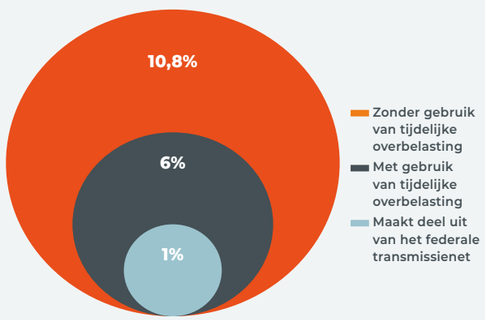
Wat zonnepanelen betreft, wordt een geïnstalleerd vermogen van 13,4 GW in aanmerking genomen.

De nog te installeren capaciteit werd geografisch verdeeld volgens stedenbouwkundige gegevens. Vervolgens werd ze toegewezen aan de injectiepunten naar het middenspanningsnet, rekening houdend met geografische gegevens.

3.7.3. RESULTATEN

Figuur 3.49 geeft een overzicht van de resultaten van de studie in de richting van afname van elektriciteit (energie van het Elia-net naar het **middenspanningsnet**). Het blijkt dat 10,8% van alle injectiepunten van Elia zijn limieten dreigt te bereiken door de stijging van de afname. Door echter tijdelijke overbelasting van de transformatoren na incident te accepteren, wordt het aandeel injectiepunten dat zijn grenzen bereikt, teruggebracht tot 6%. Onder een incident wordt een niet-geplande onbeschikbaarheid van een netelement (bv. een transformator) verstaan waarvoor, in overeenstemming met de exploitatiecriteria van Elia, een verhoogde belasting van de andere netelementen wordt aanvaard. Tot slot moet slechts 1% van de injectiepunten die betrekking hebben op het transmissienet, in aanmerking worden genomen voor het federale ontwikkelingsplan, de overige hebben betrekking op het lokale transmissienet in het Vlaamse en in het Waalse Gewest en het gewestelijke transmissienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

FIGUUR 3.50: AANDEEL VAN DE INJECTIEPUNTEN VAN ELIA DAT TEGEN 2034 ZIJN AFNAMELIMIET BEREIKT



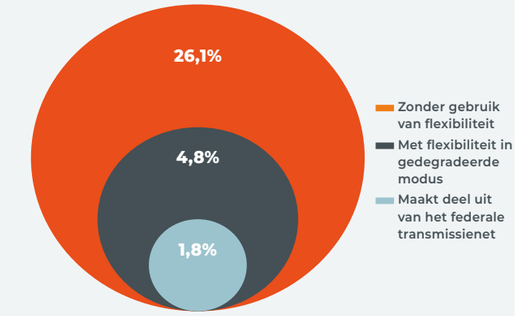
We wijzen erop dat de invoering van een geoptimaliseerd laadprofiel voor elektrische voertuigen een gunstig, maar beperkt effect heeft op het aantal injectiepunten dat bij afname zijn limiet bereikt.

Ook moet worden opgemerkt dat het voor deze studie in aanmerking genomen aandeel van het totale elektrificatiepotentieel (op langere termijn) relatief beperkt is. Toenemende percentages elektrificatie, die tot veel hogere overbelastingen kunnen leiden, moeten daarom nauwlettend in het oog worden gehouden.

Merk tot slot op dat, zoals hoger vermeld, geen rekening wordt gehouden met de elektrificatie van de industriële verbruikers die momenteel op de distributienetten zijn aangesloten. Het evenwicht tussen een hogere belasting voor sommige verbruikers en een verschuiving naar een hoger spanningsniveau voor andere verbruikers maakt het momenteel moeilijk om het effect van deze elektrificatie op het transformatievermogen in de injectiepunten op betrouwbare wijze te beoordelen.

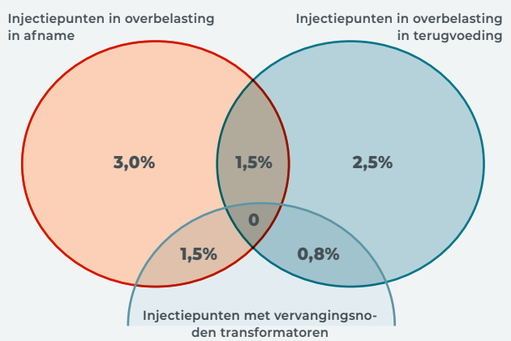
Figuur 3.51 geeft een overzicht van de resultaten van de studie voor wat betreft terugvoeding (energie van het middenspanningsnet naar het Elia-net). Het blijkt dat 26,1% van alle injectiepunten van Elia zijn limiet in terugvoeding dreigt bereiken wanneer er geen enkele vorm van flexibiliteit van de productie-eenheden in aanmerking genomen wordt. Rekening houdend met een zekere flexibiliteit van de productie-eenheden in de gedegradeerde modus, wordt het aandeel van de injectiepunten die hun limieten bereiken, echter teruggebracht tot 4,8%. Onder gedegradeerde modus verstaan we een geplande (bv. voor onderhoud) of ongeplande (incident) onbeschikbaarheid van een netelement waarvoor, in overeenstemming met contractuele en/of regelgevende voorwaarden, exploitatiebeperkingen kunnen worden opgelegd aan de netgebruikers (bv. verbod op productie gedurende een bepaalde periode). Tot slot moet slechts 1,8% van de injectiepunten die betrekking hebben op het transmissienet, in aanmerking worden genomen voor het federale ontwikkelingsplan, de overige hebben betrekking op het lokale transmissienet in het Vlaamse en in het Waalse Gewest en het gewestelijke transmissienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

FIGUUR 3.51: AANDEEL VAN DE INJECTIEPUNTEN VAN ELIA DAT TEGEN 2034 ZIJN LIMIET BEREIKT IN TERUGVOEDING



Uit de combinatie van de resultaten blijkt dat 1,5% van de injectiepunten zowel bij de afname als bij terugvoeding zijn limiet bereikt. Bovendien zal een aanzienlijk deel van de transformatoren dewelke geïnstalleerd zijn op injectiepunten die hun limieten bereiken, vóór 2034 het einde van de levensduur bereikt hebben, zodat er in elk geval een project moet komen om deze transformatoren aan het einde van hun levensduur te verwijderen. Deze oververtegenwoordiging van oudere transformatoren in de injectiepunten die hun limiet bereiken, wordt gedeeltelijk verklaard door de lagere vermogens die tot het begin van de jaren zeventig regelmatig werden gebruikt.

FIGUUR 3.52: AANDEEL VAN DE INJECTIEPUNTEN VAN ELIA DIE HUN LIMIETEN BEREIKEN EN AANDEEL VAN DE TRANSFORMATOREN AAN HET EINDE VAN HUN LEVENSDUUR



3.7.4. CONCLUSIES

Er zullen investeringen nodig zijn in het Elia-net om de gelijktijdige groei van de elektrificatie en de productie van hernieuwbare energie in de middenspanningsnetten op te vangen.

Met een flexibel netbeheer kunnen de vereiste investeringen onder controle worden gehouden. De mogelijkheid om de flexibiliteit van het productiepark te benutten in geval van een gedegradeerde modus van het Elia-net is de maatregel met de grootste impact op de investeringsbehoeften.

Een aanzienlijk deel van de transformatoren die beperkingen veroorzaken in de injectiepunten naar de middenspanningsnetten, zal vóór 2034 het einde van hun levensduur hebben bereikt. Dit maakt het mogelijk de impact van de groei van de elektrificatie en de productie van hernieuwbare energie op de investeringen van Elia te beperken.

De meeste van de vereiste investeringen zullen betrekking hebben op het lokale transmissienet in het Vlaamse en Waalse Gewest en het gewestelijke transmissienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Het gebruik van algoritmes van geoptimaliseerd opladen, gebaseerd op marktsignalen, zodat de verbruikers het laden van hun elektrisch voertuig kunnen aanpassen aan de omstandigheden van het systeem (opladen bij overvloedige hernieuwbare energie), maakt het niet mogelijk om de investeringen in het Elia-net op aanzienlijke wijze te vermijden. Geavanceerde laadalgoritmes, die rekening houden met gelijktijdige marktsignalen en lokale congestiesituaties, zullen op zijn minst noodzakelijk zijn om een significante impact te hebben op de vereiste investeringen in het Elia-net, zonder evenwel elke versterking te kunnen vermijden. Hetzelfde zal gelden voor andere toepassingen (warmtepompen, batterijen, enz.).

Dankzij deze resultaten verkrijgen we een orde van grootte van de vereiste investeringen. Elk injectiepunt moet echter regelmatig en grondig worden gecontroleerd, in samenwerking met de betrokken distributienetbeheerders, voordat een investeringsbeslissing wordt genomen, en dit om rekening te kunnen houden met de lokale realiteiten en de benaderingen van het gebruikte model.

3.8 Vervangingsnoden

De uitrustingen van het net hebben stuk voor stuk een specifieke levensduur. Transformatoren, kabels en luchtlijnen hebben een levensduur van 60, 70, of zelfs 80 of meer jaar. De levensduur van beveiligingsuitrustingen neemt daarentegen af naargelang van de evolutie van de technologieën (elektromechanische, elektronische en vervolgens digitale technologieën).

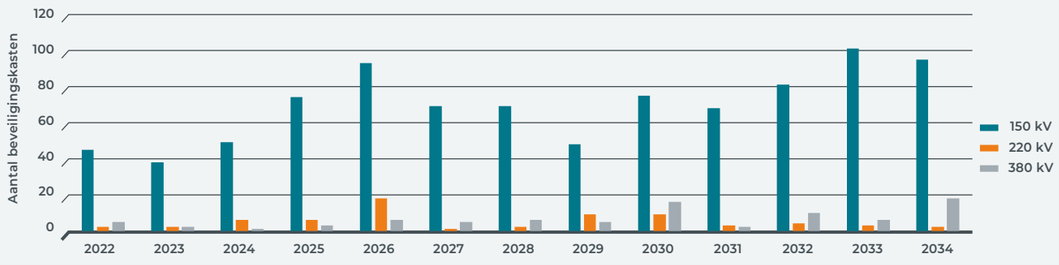
De vernieuwing van de uitrustingen van het transmissienet die aan het einde van hun levensduur zijn aanbeland, vormt dus een belangrijk werkterrein. De verouderde uitrustingen moeten worden vernieuwd met het oog op het behoud van een betrouwbaarheidsniveau op basis van het belang van het netelement en het waarborgen van de veiligheid van de netgebruikers.

3.8.1. BEVEILIGINGSUITRUSTINGEN

Doordat de theoretische levensduur van de beveiligingsuitrustingen korter is geworden, wat trouwens eigen is aan de digitale technologie, is de behoefte aan vervanging van dergelijke uitrustingen toegenomen. Er werd tot op heden altijd voldaan aan deze vervangingsnoden. Voor de komende tien jaar hebben de noden vooral betrekking op het 150 kV-net. Het is van belang ze zo uit te voeren dat er later geen vertragingen worden opgebouwd.

De volgende figuur toont het aantal beveiligingskasten waarvan het einde van de levensduur tussen 2022 en 2034 valt, afhankelijk van de spanningsniveaus.

FIGUUR 3.53: VERVANGINGSNODEN INZAKE BEVEILIGINGSKASTEN

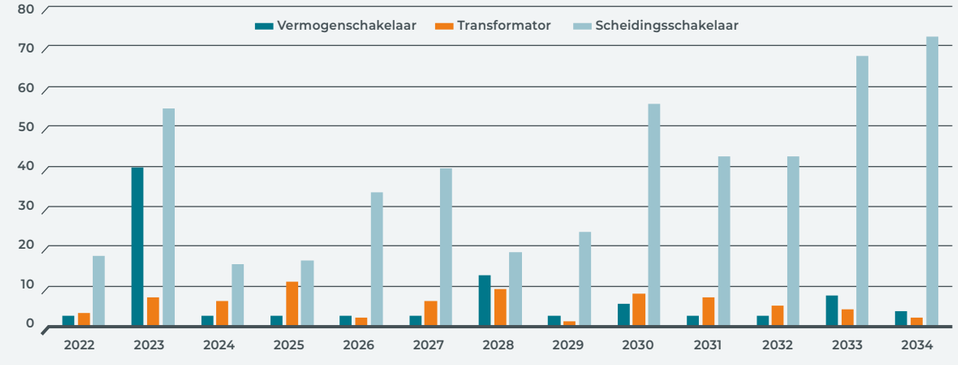


3.8.2. HOOGSPANNINGSMATERIAAL

Gezien de theoretische levensduur van het hoogspanningsmateriaal en de data waarop deze in dienst zijn genomen op het net, is het merendeel van de noodzakelijke vervangingen reeds uitgevoerd. De vervangingsbehoeften voor deze spanningsniveaus zijn beperkt voor de komende jaren (2022-2034) en eventuele pieken kunnen worden gespreid dankzij de ingevoerde methodes voor risicobeheer, zoals uitgelegd in de paragraaf “Door Elia ontwikkelde optimalisatiemethodes voor het vervangingsbeheer”.

Figuur 3.54 geeft een overzicht per jaar van het belangrijkste hoogspanningsmateriaal dat het einde van zijn levensduur nadert:

FIGUUR 3.54: VERVANGINGSNODEN VAN DRIE TYPES HOOGSPANNINGSMATERIAAL VOOR DE SPANNINGEN 380 KV - 220 KV - 150 KV



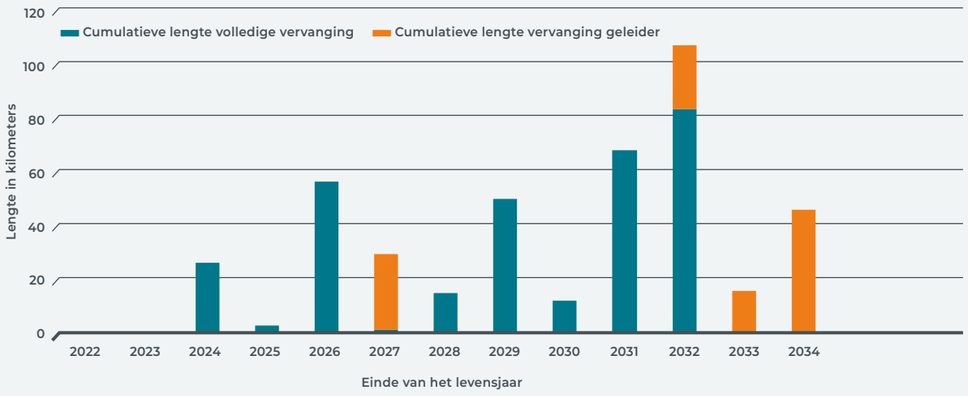
3.8.3. UITRUSTINGEN VOOR HOOGSPANNINGSLIJNEN EN ONDERGRONDSE KABELS

De volgende figuur geeft een overzicht van het aantal kilometer bovengrondse lijnen (masten + geleiders + uitrusting) en geleiders (uitsluitend geleiders) die het eind van hun levensduur bereiken in de jaren 2024 tot 2034. Het gaat vooral om 150 kV-lijnen, het 380 kV-net is immers veel recenter.

Zoals uit de onderstaande grafieken blijkt, nemen de vervangingsnoden inzake lijnuitrusting op ons net van 150 - 220 - 380 kV toe, vooral dan voor onze luchtlijnen van 150 kV.

Wat de ondergrondse kabels betreft, zijn de vervangingsnoden erg gering.

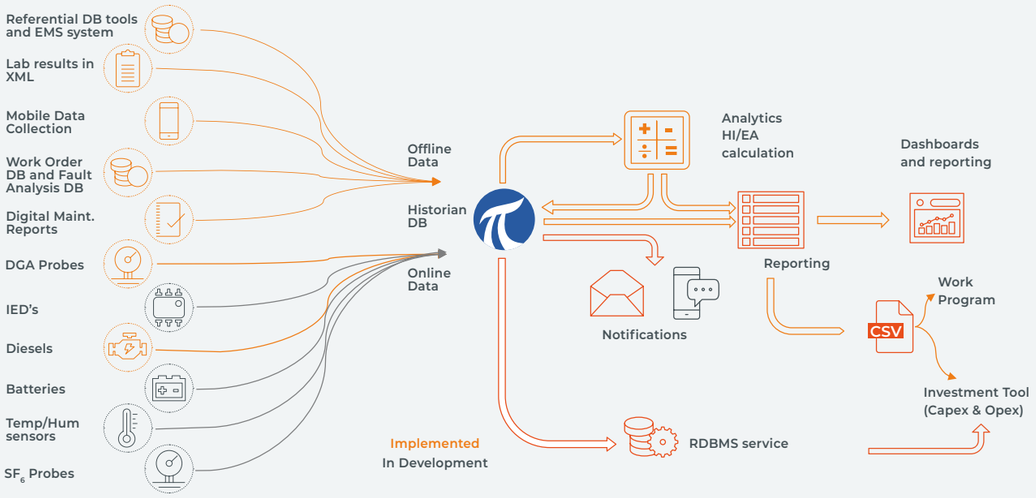
FIGUUR 3.55: VERVANGINGSNODEN INZAKE LIJNUITRUSTING



3.8.4. DOOR ELIA ONTWIKKELDE OPTIMALISATIEMETHODES VOOR HET VERVANGINGSBEHEER

Om de impact van deze noden te beperken en voldoende middelen beschikbaar te houden voor de ontwikkeling van het net, werden de afgelopen jaren een aantal initiatieven genomen om de pieken in de vervangingsnoden van uitrustingen af te vlakken en de levensduur ervan te verlengen.

FIGUUR 3.55: DATABASEBEHEER



Hieronder worden deze initiatieven meer in detail besproken:

- Voor zowel de lineaire uitrustingen (lijnen, kabels) als ons hoogspanningsmateriaal worden nu gezondheidsindicatoren berekend. Die indicatoren zijn gebaseerd op het geheel van de inspectieresultaten, metingen en realtimegegevens die zijn verkregen met betrekking tot de uitrusting. Dit stelt ons in staat de toestand van het materiaal op de voet te volgen en de levensduur ervan naar boven - in de meeste gevallen - of naar beneden bij te stellen, alsook om indien nodig kortetermijnmaatregelen te nemen of indien nodig de strategische reserve van ons materiaal aan te passen. In totaal gaat het om niet minder dan 180.000 uitrustingen waarvan Elia de gezondheidstoestand controleert.
- Om het risiconiveau dat gepaard gaat met de uitrusting te beoordelen, werden ook de mogelijke gevolgen in geval van falen in detail onderzocht. Zo hebben al onze uitrustingen een bijbehorende netimpactscore (gebaseerd op de impact die het uitvallen van die uitrusting op het net zou kunnen hebben). Zo kan aanvaard worden om minder kritieke uitrustingen langer op het net te houden, terwijl de meest kritieke uitrustingen de nodige aandacht krijgen.

  Bovendien worden de falingspercentages van de in gebruik zijnde uitrustingen nauwlettend in het oog gehouden, zodat tijdig de meest geschikte maatregelen kunnen worden genomen. Dankzij die benadering kunnen we de beslissingen in verband met het beheer van het onderhoud en de vervangingen optimaliseren.
- Wanneer de uitrusting het einde van haar levensduur bereikt, wordt ook onderzocht of het mogelijk is dit einde van de levensduur uit te stellen door een retrofit[37] uit te voeren Als de kosten-batenverhouding (alle aspecten in aanmerking genomen) positief blijkt, worden retrofits uitgevoerd, waardoor het aantal uit te voeren vervangingen wordt beperkt.

  Zo zijn er bijvoorbeeld retrofits uitgevoerd op bepaalde types transformatoren en op GIS-velden.
- Om de doeltreffendheid van de infrastructuurprojecten te maximaliseren en zo de dekking van de toekomstige vervangingsnoden voor laagspanning te bevorderen, worden nieuwe benaderingen op basis van digitale technologie geïmplementeerd. Deze oplossingen zijn gebaseerd op de standaardisatie van de uitrustingen, zowel qua hardware als qua software, om de studiefase en de uitvoeringsduur van de projecten te verkorten. Deze initiatieven, gekoppeld aan het gebruik van communicatieprotocollen, maken de toepassing mogelijk van innovatieve oplossingen, zoals de automatisering van opleveringstests. Tegelijkertijd wordt momenteel gewerkt aan de volgende technologische stap, die gebaseerd is op de volledige digitalisering van de interfaces tussen hoog- en laagspanning en waarmee nog grotere winst kan worden geboekt.

Dit streven naar voortdurende verbetering gaat nog verder dan dat. Wij ontwikkelen momenteel methodologieën om onze modellen voor risicobeheer te verbeteren en dichter bij realtimemonitoring te komen.

37 Een retrofit bestaat erin oude componenten of componenten aan het einde van hun levensduur te vervangen door nieuwere componenten, doorgaans met gebruik van een recentere technologie, maar met behoud van dezelfde functie.

4

Evolutie van het Belgische Horizontaal systeem

4.1 Gebruikte hypothesen in de kosten-baten analyse

4.2 Uitbouw en integratie van het offshore netwerk

4.3 Verdere ontwikkeling van de onshore interconnecties

4.4 Creatie van onthaalcapaciteit

4.5 Ontwikkeling van het interne 380 kV net

4.6 Langetermijnfacilitatie van de energietransitie

4.7 Overzichtskaart ontwikkeling van het horizontaal systeem

Voortgaand op de geïdentificeerde behoeften voor de ontwikkeling van het transmissienet (zie Hoofdstuk 3 Identificatie van de systeembehoeften), worden in dit hoofdstuk de individuele projecten toegelicht die deel uitmaken van het investeringsprogramma om aan deze noden te voldoen voor de tijdshorizon 2024-2034. Zo zorgen we ervoor dat België op het pad richting een koolstofneutrale samenleving (*On the road to a Net Zero Society*) tegen 2050 blijft. Onderstaande Figuur 4.1 geeft het overzicht weer van de verschillende clusters van Infrastructuurprojecten zoals ze in dit hoofdstuk aan bod zullen komen.

Een uitgebouwd en betrouwbaar intern 380 kV net legt de fundering die nodig is voor het verder uitbouwen en integreren van het offshore netwerk, de ontwikkeling van onshore interconnecties en de creatie van onthaalcapaciteit. Onthaalcapaciteit is van toepassing voor zowel productie als afname. Gezien de samenleving aan de vooravond van het decennium van de elektrificatie staat, is het belang van deze laatste pijler ten opzichte van vorige ontwikkelingsplannen sterk toegenomen. In de volgende paragrafen zullen de projecten echter eerst vanuit het perspectief van deze drie pijlers besproken worden, zodat de lezer over het volledige overzicht beschikt vooraleer de ontwikkeling van de interne 380 kV backbone aan bod komt.

FIGUUR 4.1: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN DE UITBOUW VAN HET TRANSMISSIENET

Het versterken en uitbreiden van de interne backbone 380 kV is verder opgesplitst in vier onderdelen. In de eerste plaats zoekt Elia, voor bijkomende capaciteitsnoden, altijd naar oplossingen die **het potentieel van bestaande corridors kan optimaliseren**. In concreto gaat het voornamelijk over het verhogen van de transportcapaciteit van de bestaande corridors 380 kV door middel van het vervangen van bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders en uitvoeren van bijhorende mastversterkingen. Ook het plaatsen van **dwarsregeltransformatoren**[1] en **Dynamic Line Rating**[2], komt hier aan bod. Ten opzichte van het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 is er een uitbreiding van het programma, voor wat betreft de plaatsing van hoogperformantiegeleiders, voorzien naar bijna het volledige bestaande 380 kV net.

Gezien het verschuiven van de grote productiecentra aan hernieuwbare energie naar gebieden die zich ver van bestaande regio's met grote afname bevinden is het optimaliseren van dit potentieel echter ontoereikend om alle noden in te vullen. Nieuwe 380 kV verbindingen zijn onontbeerlijk om alzo tot een robuust en vermaasd 380 kV netwerk te komen dat tevens toegenomen onthaalcapaciteit creëert voor zowel productie, afname en opslag van energie. De **realisatie van deze ontbrekende schakels** is het onderwerp van het tweede onderdeel.

In een dergelijke context is het **verzekeren van de systeemstabiliteit** een steeds groter wordende uitdaging. De massale integratie van hernieuwbare energie en de afname van conventionele thermische productie-eenheden zorgt voor een fundamentele verandering in het gedrag van het elektriciteitssysteem. Traditioneel wordt de stabiliteit van het transmissienet verzekerd door de aanwezigheid van deze conventionele centrales. Hernieuwbare bronnen beschikken vooralsnog niet over dezelfde of gelijkaardige eigenschappen, waardoor het nodig is om aan de kant van het elektriciteitsnet de nodige maatregelen te nemen om te allen tijde de stabiliteit te kunnen garanderen.

Het **verzekeren van de systeemflexibiliteit** omvat tenslotte een enveloppe van verschillende maatregelen die moeten toelaten om de beschikbare flexibiliteit in het elektriciteitssysteem te maximaliseren. Net zoals voor systeemstabiliteit stijgen namelijk de flexibiliteitsbehoeften in een wereld gedomineerd door volatiele hernieuwbare energiebronnen. Aan de ene kant betreffen de maatregelen initiatieven zoals **Consumer Centric Market Design**[3] en **Evolved flow based**[4] die een invloed hebben op de marktwerking. Verder zal het gebruik van Artificial Intelligence toelaten om in de toekomst een beter operationeel beheer van het net te kunnen toelaten. Om al deze toekomstige uitwisselingen van data te kunnen faciliteren is de brede uitrol van een glasvezelnetwerk door middel van het **Fiber Everywhere**[5] project zeer belangrijk. Deze ontwikkelingen maken geen apart deel uit van dit hoofdstuk, maar komen doorheen het Federaal Ontwikkelingsplan op de gepaste plaats aan bod. Voor wat betreft lange termijn flexibiliteitsnoden in het elektriciteitssysteem, wordt in dit kader verwezen naar de **Adequacy en flexibiliteitsstudie voor België** [ELI-1].

Voor de projecten die de realisatie van een nieuwe grensoverschrijdende verbinding op het oog hebben, zal er in de bijhorende paragrafen een multi-criteria kosten-baten analyse worden uitgewerkt volgens de methodologie toegelicht in §1.4.5 Methode voor de kosten-baten analyse voor projecten in het horizontaal systeem. Er wordt specifiek van een **multi-criteria analyse** gesproken, gezien het geheel aan indicatoren tot doel heeft de impacten van een project in de drie aspecten van systeemontwikkeling, namelijk **marktintegratie, bevoorradingszekerheid** en **duurzaamheid**, in kaart te brengen. Een gefundeerd en evenwichtig besluit omtrent nieuwe infrastructuur dient immers met al deze aspecten rekening te houden. Een belangrijke nieuwigheid voor dit plan is de uitgebreide analyse van de "B2 – Sociale kost van CO_2" indicator. Deze indicator toont de additionele baten voor de samenleving, ten gevolge van de reductie van de uitstoot aan CO_2, bovenop de baten die reeds meegenomen zijn in "B1-Socio-economische welvaart". In een samenleving waarin de strijd tegen klimaatverandering steeds meer centraal komt te staan, spreekt het belang van deze indicator voor zich.

Binnen het kader van "Duurzaamheid" is er ook een transversaal project "Green Substations", dat geen deel uitmaakt van dit hoofdstuk maar meer in detail toegelicht wordt in §6.3 Green Substations.

Het gecoördineerde beheer binnen ENTSO-E (uitwisselen van gegevens, gemeenschappelijk gebruik van methodes, identificatie van behoeften, bespreken van onderzoeksresultaten, etc.) is essentieel voor een optimale en geïntegreerde ontwikkeling van de Europese backbone. Dit wordt geïllustreerd door het feit dat de hieronder voorgestelde projecten ter ontwikkeling van de interconnecties, het merendeel van de interne backbone projecten alsook de verder te bestuderen pistes voor lange termijn ontwikkeling deel uitmaken van het Europese netontwikkelingsplan, het TYNDP [ENT-2]. Een aantal specifieke projecten zijn hierbij expliciet erkend als "projecten van gemeenschappelijk belang" (PCI – "Project of Common Interest") door de Europese Commissie, namelijk Lonny-Achêne-Gramme en BRABO III zijn opgenomen in de 5e PCI lijst.

Een belangrijke **disclaimer** voor dit hoofdstuk betreft de aannames met betrekking tot de nucleaire uitstap. Zoals reeds aangegeven in §2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet en in §3.3.5 Impact van een nucleaire verlenging op de systeembehoeften van het interne net 380 kV, zijn de voorgestelde evoluties in dit hoofdstuk geldig voor een tienjarige verlenging van ~2 GW aan nucleaire centrales, waarvan 1 GW te Doel (Doel 4) en 1 GW te Tihange (Tihange 3). Een andere aanpassing van de sluitingskalender dan de tienjarige verlenging van 1 GW in Doel en 1 GW in Tihange zal effectief een significante invloed hebben op het ontwikkelingsplan en de voorziene projecten. Meer bepaald zal de interne Backbone 380 kV niet meer volstaan om alle toekomstige energiestromen te kunnen faciliteren. Dit zal hoogstwaarschijnlijk leiden tot uitstellen van de uitbreiding van de grensoverschrijdende capaciteit en de nood tot nieuwe interne corridors. Het is niet mogelijk om voor alle mogelijke opties en varianten in een federaal ontwikkelingsplan een alternatieve netarchitectuur uit te werken. Een concreet, formeel en stabiel wetgevend kader is in dit kader een absolute must vereiste.

1 §4.4.1 licht de werking van deze toestellen in meer detail toe.
2 §4.5.1.4 licht dit principe in meer detail toe.
3 Dit wordt toegelicht in §2.2.5 Multi-directioneel systeem.
4 Dit wordt geillustreerd in §4.3.3. Tweede interconnector België-Duitsland.
5 Meer details zijn terug te vinden in §6.4 Data-communicatie.

4.1 Gebruikte hypothesen in de kosten-baten analyse

De interconnectie projecten, die verder in dit hoofdstuk beschreven worden, en die voor goedkeuring voorgelegd worden, zijn onderhevig aan het uitwerken van een kosten-baten analyse op individueel projectniveau (zie ook §1.4.5 Methode voor de kosten-baten analyse voor projecten in het horizontaal systeem). De belangrijkste hypothesen worden hier samengevat.

Voor de baten zal de socio-economische welvaart berekend worden voor zowel Europa als België voor elk van de verschillende marktscenario's zoals gedefinieerd in de §2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet. De vermelde assumpties omtrent energiemix, belasting, referentienetwerk en brandstofprijzen inclusief EU ETS CO_2 prijs zijn in die sectie beschreven. Hierin wordt ook de methodiek en modellering uitgelegd. Voor de berekening van de additionele welvaart ten gevolge CO_2 variaties zoals besproken in §1.4.5.2, zal de sociale kost[6] van CO_2 dezelfde inschatting gebruiken als in de CBA guideline 3.0 van ENTSO-E. De simulatieperimeter voor het uitvoeren van de simulaties voor de kosten-baten analyse is dezelfde zoals toegelicht in §2.1.5.2 Simulatieperimeter. De simulatieperimeter (28 gesimuleerde landen) houdt rekening met EU27 behalve Cyprus en Malta en omvat Noorwegen, Verenigd Koninkrijk en Zwitserland.

In onderstaande tabel wordt een samenvatting gegeven van de overige belangrijkste hypothesen die gebruikt zijn in de kosten-baten analyse. Dit laat toe om de socio-economische welvaartsanalyses voor de onderzochte projecten van het Belgische horizontaal systeem die verder beschreven staan te interpreteren.

GRENS	PROJECT	FOP ID	TYNDP22 ID	REFERENTIENET 2030 (CBA AANPAK)	REFERENTIENET 2035/2040 (CBA AANPAK)	BIJDRAGE TRANSMISSIECAPACITEIT [MW]	ANNUÏTEIT [M€]	CAPEX [M€]	OPEX [M€/JAAR]
BE-GB	Nautilus	3	121	NEE (PINT)	JA (TOOT)	1400MW	55	715	9,6
BE-DE	BE-DE II[7]	10	225	NEE (PINT)	NEE (PINT)	1000MW	43	600	4,8
BE-FR	Lonny-Achêne-Gramme	8	280	NEE (PINT)	JA (TOOT)	1000MW	10	143	0,12
BE-NL	Van Eyck Maasbracht	9	377	NEE (PINT)	NEE (PINT)	1000MW	6	94	0,12
BE-DK	TritonLink[8]	4	1092	NEE (PINT)	JA (TOOT)	2000MW België – Deens eiland 1400MW Denemarken – Deens eiland	300	4344	22
BE-UK-DK	Offshore Energy Hub	5	/	NEE (Geen inschatting)	NEE (PINT)	/	~10	~126[9]	~2,5

6 CBA implementation guideline 3.0 van ENTSO-E verwijst naar DG Mobility & Transport studie van 2019 "handbook on the external costs of transport - table 82)". In een centraal scenario wordt sociale kost van CO_2 ingeschat als 100€/tonCO2 in 2030 en 269€/ton CO_2 in 2040. In een hoog scenario ingeschat als 189€/ton CO_2 in 2030 en 498€/ton CO_2 in 2040. De ondergrens voor sociale kost van CO_2 wordt steeds gelegd op de EU ETS prijs zoals genomen in §2.1 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet.

7 BE-DE II verwijst naar een tweede interconnector met Duitsland. Dit is nog geen definitieve projectnaam.

8 De scope van het totale infrastructuurproject en bijhorende investeringskosten nemen zowel de verbinding van de Deense offshore energie hub naar Denemarken (1400MW transmissiecapaciteit) als naar België (2000MW transmissiecapaciteit) in rekening inclusief de netinfrastructuur op land en zee.

9 Il s'agit ici d'une première estimation, qui est déjà relativement large. Il est bon de mentionner que, cette technologie étant toujours en cours de développement, une marge d'incertitude supplémentaire doit être prise en compte

Voor elk project wordt volgende informatie weergegeven:

- De referentie naar de overeenkomstige TYNDP2022 project ID;
- Of dit project al dan niet deel uitmaakt van het 2030, 2035 en 2040 referentienetwerk. De bijhorende fysieke grensoverschrijdende capaciteiten (in normale nettoestand) tussen België en elektrisch verbonden landen voor elk referentienetwerk worden als startpunt samengevat in hoofdstuk 6.6.4.
- De geschatte bijdrage aan grensoverschrijdende transmissiecapaciteit, uitgedrukt in actief vermogen, van elk project. Voor een project dat deel uitmaakt van het referentienetwerk wordt dit effect berekend door het referentienetwerk te vergelijken met een situatie zonder het project (verlaging van de totale grensoverschrijdende transmissiecapaciteit). In de CBA guideline van ENTSO-E wordt dit ook de "TOOT" ("take one out at a time") aanpak genoemd. Voor een project dat geen deel uitmaakt van het referentienetwerk wordt dit effect berekend door het referentienetwerk te vergelijken met een situatie met het project (verhoging van de totale grensoverschrijdende transmissiecapaciteit). In de CBA-guideline van ENTSO-E wordt dit ook de "PINT" ("put one in at a time") aanpak genoemd.
- De annuïteit van de totale geschatte investeringskost van het project (dus niet enkel het Belgische deel), inclusief de jaarlijkse operationele kosten, zoals opgenomen in TYNDP22, wordt tevens opgenomen. Een groot deel van de projecten bevindt zich echter nog in studiefase, waarbij deze studies verder vorm zullen geven aan de oplossing en bijgevolg een actualisatie van de investeringskost met zich zullen meebrengen. Voor de berekening van de annuïteit werd uitgegaan van een afschrijvingstermijn van 25 jaar en een WACC van 4% in lijn ook met de assumpties uit de CBA-guideline van ENTSO-E.

4.2 Uitbouw en integratie van het offshore netwerk

Sinds 2009 en de komst van de eerste windmolens op zee heeft België zijn offshore productiecapaciteit voortdurend verder ontwikkeld. Sedert eind 2020 heeft België een totale offshore windcapaciteit van bijna 2,3 GW verdeeld over 9 domeinconcessies. Een deel van die capaciteit is aangesloten op het zogenaamde 'stopcontact op zee' of '**Modular Offshore Grid'** (MOG), dat in april 2019 door Elia werd voltooid.

Om een concreet antwoord te bieden op de klimaatuitdagingen en in een streven om het productiepark groener te maken, heeft België zijn ambitie opgevoerd en voorziet om tegen 2030 tot 3,15 tot 3,5 GW extra hernieuwbare productiecapaciteit op zee aansluiten in een nieuw gebied dat de naam 'Prinses Elisabethzone' kreeg. In het kader van de uitbreiding van het Modular Offshore Grid plant Elia in dit gebied een **energie-eiland, Prinses Elisabeth Eiland,** te bouwen om deze bijkomende productie aan te sluiten. Dit voornemen werd ook herhaald in de Verklaring van Esbjerg [DEN-1] die op 18 mei 2022 gezamenlijk door België, Denemarken, Nederland en Duitsland werd ondertekend. De ambities die in deze verklaring worden vooropgesteld, zijn aanzienlijk. Het doel is immers om de totale capaciteit van offshore windmolenparken in deze 4 landen op te trekken naar 65 GW tegen 2030 en naar 150 GW tegen 2050.

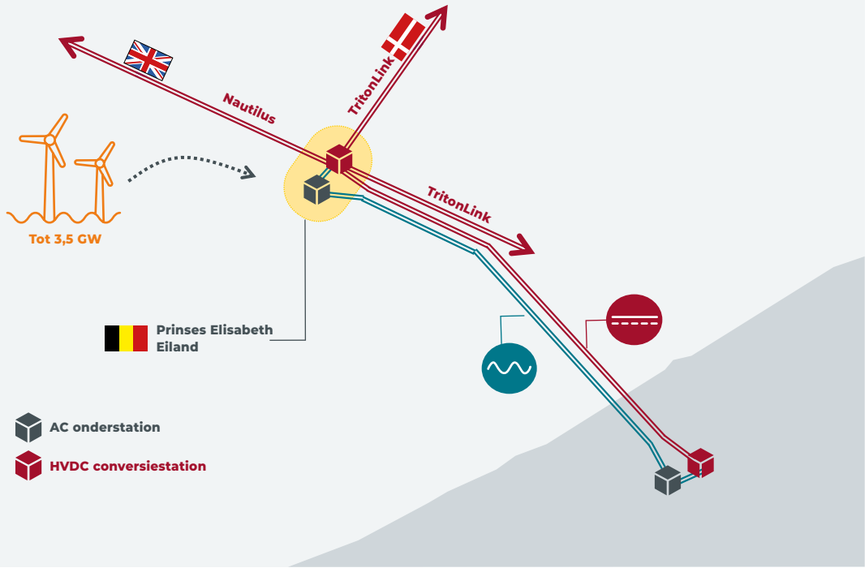
Naast het aansluiten van hernieuwbare productie op zee vervult de offshore infrastructuur nog een andere belangrijke functie, namelijk het realiseren van interconnecties. In 2019 werd al een eerste interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk tot stand gebracht: **Nemo Link®**. De nood aan een tweede interconnectie met het Verenigd Koninkrijk werd eerder al vastgesteld in het vorige Federaal Ontwikkelingsplan. Om die nood in te vullen, kwam het **Nautilus-project** tot stand. Dit project blijft uiteraard meer dan ooit relevant, maar krijgt nu met de komst van het energie-eiland een bijzondere dimensie.

De functies interconnectie en aansluiting van hernieuwbare productiecapaciteit, werden tot dusver immers afzonderlijk beschouwd, voornamelijk om technologische redenen. Hoofdstuk 3 - Identificatie van de systeembehoeften leert ons echter dat de ontwikkeling van infrastructuur die de beide functies combineert - zogenaamde hybride systemen - heel wat voordelen kan opleveren: lagere totaalkost, meer socio-economisch welzijn, minder nefaste impact op het milieu enz. In dat verband wordt het Prinses Elisabeth Eiland, ook gezien als vertrekpunt voor Nautilus, waardoor dit één van de eerste hybride systemen in Europa zal worden.

Het **TritonLink-project** in dit Federaal Ontwikkelingsplan beantwoordt aan een soortgelijke behoefte, namelijk de integratie van hernieuwbare energiebronnen gecombineerd met het creëren van nieuwe interconnectiecapaciteit tussen België en Denemarken. Dat project wordt rechtstreeks vermeld in de verklaring die de ministers van Energie op 18 mei 2022 in Esbjerg aflegden: "*België en Denemarken zullen nauw samenwerken op het gebied van hybride hernieuwbare energieprojecten, waaronder de verbinding tussen het Deense en het Belgische energie-eiland.*"[10]

Om hier een beter zicht op te krijgen, worden de verschillende projecten hieronder schematisch weergegeven. Op de tekening is een verbinding tussen TritonLink en het Prinses Elisabeth Eiland te zien. Zoals beschreven in het deel over TritonLink, moet de technische haalbaarheid van een dergelijke oplossing en dus de timing voor de uitvoering ervan nog verder worden bestudeerd.

FIGUUR 4.2: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN DE VOORZIENE OFFSHORE ONTWIKKELINGEN IN DE BELGISCHE NOORDZEE



Omdat de noden op het gebied van offshore ontwikkelingen behoorlijk groot zijn, zoals vastgesteld in Hoofdstuk 3 - Identificatie van de systeembehoeften, worden ook extra (al dan niet hybride) interconnecties bestudeerd.

Ten slotte heeft de regering, gelet op de veranderende geopolitieke situatie sinds het begin van de oorlog in Oekraïne, nieuwe energieambities geformuleerd, met name de ambitie om 8 GW hernieuwbare productiecapaciteit op zee te realiseren. Er zitten enkele nieuwe studies in de pijplijn om te bepalen welke versterkingen er aan de infrastructuur moeten gebeuren, zowel offshore als onshore.

De verschillende projecten waarvan hierboven sprake is, worden in het vervolg van dit document meer in detail beschreven.

10 he Declaration of Energy Ministers on the North Sea as a Green Power Plant of Europe, 18/05/2022.

4.2.1. PRINSES ELISABETH EILAND – UITBREIDING VAN HET MOG

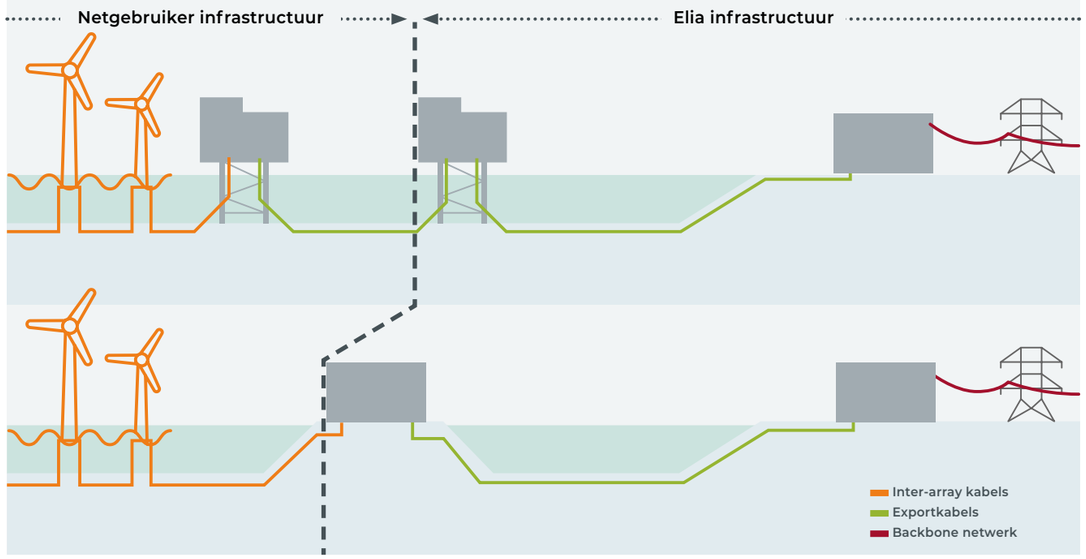
PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Prinses Elisabeth Eiland	Bouw van een energie-eiland voor het aansluiten van offshore wind en bijkomende interconnecties + AC gedeelte	1	Ja	Gepland	2028-2030	Gepland
	Bouw van het DC gedeelte van het energie-eiland	2	Nee	Gepland	2030	Gepland

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Op 20 april 2018 keurde de toenmalige federale regering de Federale Energiestrategie goed. Die sluit aan bij de doelstelling van het Interfederaal Energiepact om tegen 2030 een energiemix te hebben met minstens 4 GW op zee geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energie. Vanuit die strategie ontstond de ambitie om nieuwe concessies toe te staan voor de opwekking van windenergie in de Noordzee, die via een aanbestedingsprocedure zullen worden toegewezen.

De beginselen voor het verwezenlijken van die ambitie werden vervolgens in een principenota uiteengezet en uiteindelijk in de elektriciteitswet van 12 mei 2019 opgenomen. Daarmee is voldaan aan de voorwaarde voor de goedkeuring van het 'Modular Offshore Grid - Phase 2', zoals vooropgesteld in het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030. Elia kreeg het mandaat om de optimale infrastructuur te bepalen om tussen 1,75 GW en 2,1 GW extra capaciteit aan offshore windenergie op haar net aan te sluiten. De belangrijkste vernieuwing ten opzichte van de eerste fase van het Modular Offshore Grid is dat Elia nu ook verantwoordelijk is voor de omzetting van de spanning geleverd door de windmolens (66 kV) naar hoogspanning (220 kV). Naast het OSY-platform[11] van Elia moest elk windpolenpark in de eerste fase immers een eigen platform bouwen om de noodzakelijke omzetting door te voeren van 220 kV naar de spanning die door de windmolens op zee wordt gebruikt (op dat moment 33 kV). Als onderdeel van het project "energie-eiland" zullen al deze functies op het eiland worden geconcentreerd, waardoor de milieueffecten en de kosten worden beperkt. Die evolutie in de verantwoordelijkheid die aan Elia wordt toegewezen, wordt weergegeven in Figuur 4.3.

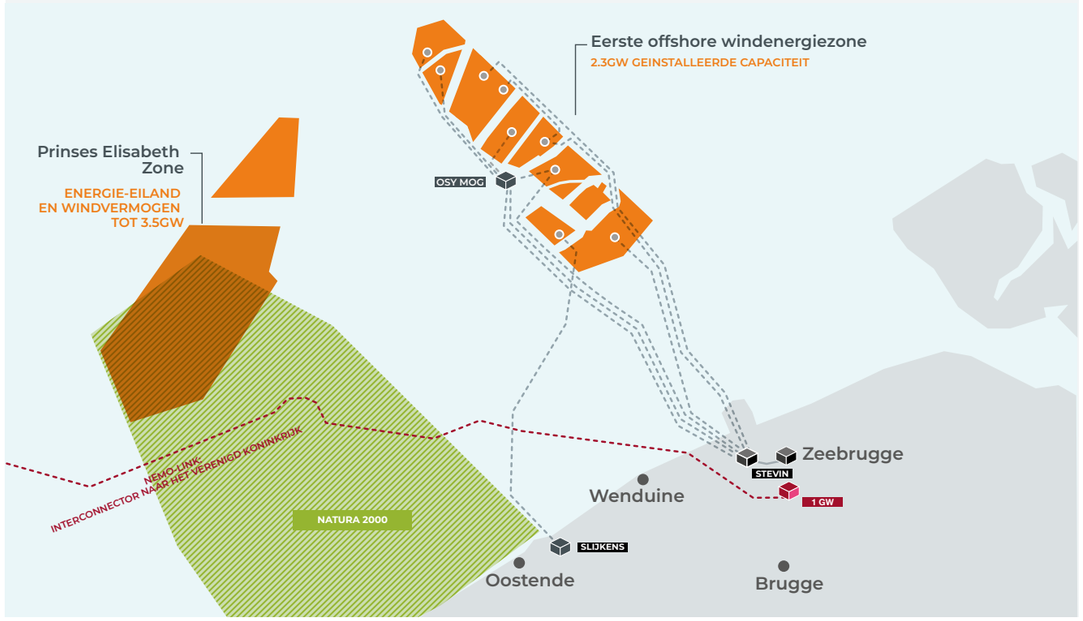
FIGUUR 4.3: EVOLUTIE VAN DE AAN ELIA TOEGEWEZEN VERANTWOORDELIJKHEID TUSSEN DE EERSTE OFFSHORE FASE (BOVEN) EN DE TWEEDE OFFSHORE FASE (ONDER)



11 Offshore SwitchYard.

Ten slotte gaf de minister van Energie in haar brief aan Elia van 16 juni 2021 te kennen dat ze de Belgische ambities in verband met op zee opgewekte hernieuwbare energie wil opvoeren door te mikken op een bijkomende capaciteit van 3,15 GW tot 3,5 GW. Alle offshore windmolenparken en de infrastructuur die nodig is om ze op het net aan te sluiten, moeten in de nieuwe gebieden komen te liggen die worden aangeduid in het Marien Ruimtelijk Plan 2020-2026 [BEL-8] en die de naam 'Prinses Elisabethzone' kregen. In diezelfde nota wordt er ook op aangedrongen de transportinfrastructuur zo te plannen dat die op termijn kan bijdragen tot de totstandbrenging van een netwerk van energiehubs in de Noordzee. Met andere woorden, de infrastructuur van het project "Prinses Elisabeth Eiland" moet in twee grote behoeften kunnen voorzien: 1) de integratie van in de Belgische zee opgewekte hernieuwbare energie in het Belgische en Europese elektriciteitssysteem; 2) de toegang verzekeren tot hernieuwbare energie die elders in de Noordzee wordt opgewekt. Dit zijn enorm belangrijke hefbomen in het kader van de realisatie van de ambitie van koolstofneutraliteit, vooral voor een land als België dat een beperkt zeegebied heeft in vergelijking met andere landen.

FIGUUR 4.4: PLAATS VAN DE VERSCHILLENDE FASEN VAN OFFSHORE ONTWIKKELING IN DE BELGISCHE ZEE



Op 15 oktober 2021 heeft Elia haar voorstel voor de uitbreiding van het Modular Offshore Grid aan de bevoegde overheden voorgelegd. In dat voorstel beschrijft Elia de ontwerpparameters van het energie-eiland en de varianten die werden overwogen. De varianten werden vergeleken aan de hand van verschillende criteria. Ook de plaats van de infrastructuur en het tracé van de kabels werd bestudeerd. Op 23 december 2021 keurde de ministerraad een ontwerp van ministerieel besluit tot vaststelling van het project voor de uitbreiding van het MOG goed.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Het doel van het project "Prinses Elisabeth Eiland" is om nieuwe offshore transportinfrastructuur te ontwikkelen voor het aansluiten van nieuwe parken voor de productie van hernieuwbare energie en tegelijk aansluitingsmogelijkheden voor interconnecties te bieden. Het concept omvat de volgende elementen:

- De bouw van een kunstmatig eiland in zee (op basis van caissons) in de Prinses Elisabethzone om plaats te bieden aan de transportinfrastructuur;
- De bouw van transportinfrastructuur op het eiland. Die infrastructuur omvat hoofdzakelijk:
  - 220 kV-onderstations
  - 66 kV-cabines
  - 220 kV/66 kV-transformatoren
  - Het HVDC-conversiestation en het DC-railstel
  - Toestellen voor het compenseren van het reactief vermogen (shuntreactoren)

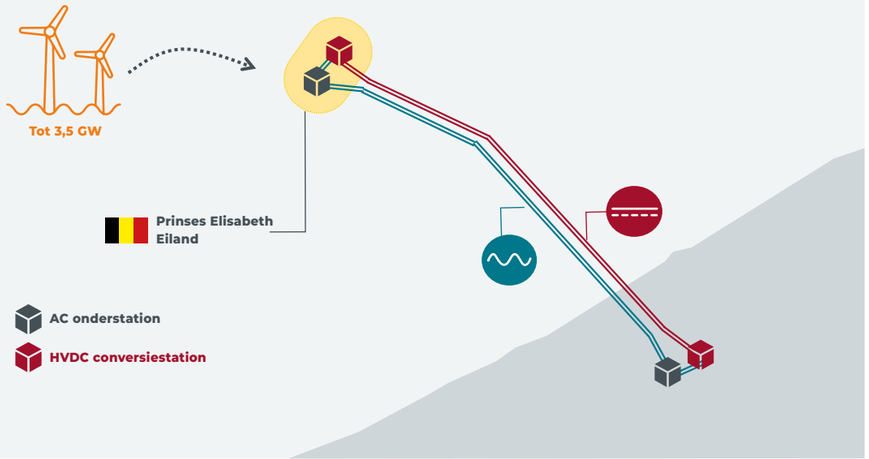
- De bouw van een onshore HVDC-conversiestation in de buurt van het onderstation TBD (zie §4.5.2.1 Ventilus)
- De installatie van 6 driefasige wisselstroom 220 kV-kabels tussen het energie-eiland en het 220 kV-onderstation TBD, evenals een HVDC kabelsysteem van +/- 525 kV dat het offshore DC-railstel verbindt met de onshore omvormer (noot: elke kabel of elk kabelsysteem zal ongeveer 55 km lang zijn in zee en 10 km aan land);
- De installatie van 2 korte ondergrondse 380 kV-kabels met driefasige wisselstroom tussen de HVDC-omvormer en het 380 kV-onderstation TBD.

De voltooiing van het eiland is gepland voor 2026, terwijl de infrastructuur geleidelijk in gebruik zal worden genomen vanaf 2028. De indienstname van de offshore windmolenparken aangesloten op het Prinses Elisabeth eiland zal geleidelijk gerealiseerd worden, in lijn met de realisatie van de versterkingsprojecten Ventilus en Boucle du Hainaut. Het Prinses Elisabeth Eiland maakt bovendien deel uit van het Belgische herstel- en veerkrachtplan (post-Covid) dat op 13 juli 2021 door de Raad van Europa werd goedgekeurd.

De windmolenparken (en eventuele andere hernieuwbare energiebronnen) zullen worden aangesloten op 66 kV. Verscheidene vermogenstransformatoren zullen vervolgens de spanning opvoeren tot 220 kV om de energie efficiënter aan land te kunnen brengen, enerzijds via wisselstroomkabels[12] en anderzijds, na omzetting in gelijkstroom, via een systeem van gelijkstroomkabels. Dankzij beide investeringen in transportinfrastructuur zal het Prinses Elisabeth Eiland een onthaalcapaciteit van 3,5 GW bieden. Vanuit het oogpunt van het marktdesign worden voor dit project nieuwe configuraties (afbakening van biedzones) geanalyseerd om het belang voor de samenleving te maximaliseren. De resultaten van die analyses worden besproken met de belanghebbenden binnen een door Elia opgerichte Taskforce ('Task Force MOG2').

Aan land, zoals beschreven in Hoofdstuk 3 - Identificatie van de systeembehoeften, zijn significante versterkingen nodig om de op zee opgewekte energie naar de verbruikscentra te kunnen vervoeren, die zich momenteel verder landinwaarts bevinden. Daarom is de aansluiting van de windmolenparken in de Prinses Elisabethzone (via het energie-eiland) nauw verbonden met de projecten voor de nieuwe 380 kV-corridors Ventilus en Boucle du Hainaut. De voltooiing van Ventilus zal allereerst de aansluiting mogelijk maken van een eerste blok hernieuwbare productiecapaciteit van 700 MW. De precieze toegang die tot dit eerste blok zal worden verleend, in afwachting van het Boucle du Hainaut-project, wordt nog bestudeerd maar zal rekening moeten houden met de congestie op de as Horta-Mercator. Voor de resterende 2800 MW is het sowieso wachten op de voltooiing van het Boucle du Hainaut-project.

FIGUUR 4.5: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN HET PRINSES ELISABETH EILAND (MOG2)



Na een uitgebreid onderzoek van verschillende varianten, werd beslist om een mix van wisselstroom en gelijkstroom op een kunstmatig eiland te installeren. Deze oplossing vermindert in de eerste plaats het aantal uitvoerkabels in vergelijking met een oplossing met 100% wisselstroom, waardoor het milieueffect van het eiland en het aantal aanlandingspunten en dus de complexiteit van de aanleg ervan in gebieden die al intensief worden gebruikt, worden beperkt. Het is ook de oplossing die de meeste mogelijkheden biedt voor integratie in toekomstige uitbreidingen van het elektriciteitssysteem[13]. Er wordt aan herinnerd dat, gezien de grote afstand, voor interconnecties op zee noodzakelijkerwijs gelijkstroomtechnologie dient gebruikt te worden. De aanwezigheid van de HVDC-omvormer en de DC-railstel op het Prinses Elisabeth Eiland maakt daarom, in combinatie met interconnectieprojecten zoals Nautilus of TritonLink (zie hieronder), een efficiënter gebruik van de infrastructuur van het eiland mogelijk. In perioden van weinig wind zal het bijvoorbeeld mogelijk zijn de op het eiland aangesloten beschikbare capaciteit te gebruiken om in het buitenland geproduceerde hernieuwbare energie te vervoeren en zo de variabiliteit van de productie, die inherent is aan hernieuwbare energiebronnen, op te vangen. Die optie zou beperkt zijn geweest in het geval van het gebruik van platformen en wordt helemaal ondenkbaar indien uitsluitend wisselstroom zou worden gebruikt. Uiteindelijk bleek de oplossing waarbij wisselstroom en gelijkstroom op een eiland worden geïnstalleerd ook minder duur te zijn dan het equivalent waarbij gebruik wordt gemaakt van platformen, gelet op het grote vermogen dat moet worden aangesloten.

Samengevat is het Prinses Elisabeth Eiland, zoals het hier wordt voorgesteld, realistischer, flexibeler, beter in staat om met toekomstige uitdagingen om te gaan en ook minder duur dan andere alternatieven.

Tot slot is het belangrijk om erop te wijzen dat het concept van het energie-eiland momenteel wordt ontwikkeld met bijzondere aandacht voor de integratie in het ontwerp van elementen die het mariene milieu in de Belgische Noordzee kunnen versterken (Nature Inclusive Design), in nauwe samenwerking met diverse belanghebbenden. Dit concept van 'Nature Inclusive Design' wordt hieronder/hiernaast in detail beschreven.

12 AC = Alternating Current of wisselstroom, DC = Direct Current of gelijkstroom.

13 Het betreft hier geen uitbreiding van het energie-eiland op zich.

Nature Inclusive Design

Bij het ontwerp van het Prinses Elisabeth Eiland is er reeds vanaf het prille begin aandacht voor de impact op de omgeving waarin deze geplaatst zal worden. Door de ontwikkeling en implementatie van mitigerende maatregelen wordt de impact van het project op het (mariene) milieu vermeden of geminimaliseerd. Anderzijds kan men met een doordacht “Nature Inclusive Design” of NID, bepaalde aspecten van het mariene ecosysteem bevorderen. De aanleg van het eiland en de overige projectelementen biedt inderdaad de mogelijkheid tot habitatcreatie en/of habitatherstel.

Binnen deze context startte Elia begin 2022 een co-creatieproces met betrekking tot NID voor het Prinses Elisabeth Eiland, met nauwe betrokkenheid van verschillende Noordzeespecialisten en mariene experts. Het doel van het co-creatieproces is om een NID-strategie te ontwikkelen ter implementatie in het ontwerp en de constructie van het project, waarbij de volgende aspecten aan bod komen:

- Kader van ambities: op welke soorten en/of habitats focussen; op welke zones focussen (supratidale, intertidale, ondiepe en diepe subtidale, benthische)…
- Welke NID te implementeren
- Waar NID implementeren (locatie op/rond eiland)
- Wanneer NID implementeren (gefaseerde aanpak)

Met de NID-strategie rond het Prinses Elisabeth Eiland wordt het maximaal faciliteren van rijke (micro)habitats nagestreefd. Om de kansen voor deze habitats te maximaliseren, gaan Nature Inclusive Design-voorstellen op zoek naar heterogeniteit en complexiteit in hun vormgeving. Hierbij wordt er onder meer gedacht aan het gebruik van structuurrijk materiaal, voorzien van bepaalde habitat-karakteristieken, gaten… waardoor vissen er extra voedings-, paai-, schuil- en rustmogelijkheden vinden. Anderzijds kunnen NID ook positieve effecten hebben op soorten die zich vasthechten op harde substraten (zogenaamde epifauna) zoals mosselen, oesters, anemonen, zeepokken, mosdiertjes, etc., waarbij het NID voorziet in substraat dat dienstdoet als groei- en verankeringsplaats (vorming artificieel rif).

De diverse ontwerpen in functie van Nature Inclusive Design mogen evenwel niet leiden tot bijkomende significant negatieve impacten op het nabijgelegen Natura 2000-gebied en overige natuurwaarden in de omgeving. Bovendien dienen zij te passen binnen de vooropgestelde timing van het project, dient gezocht te worden naar een gezond evenwicht tussen de baten voor habitats en de natuur én de bijhorende bouwkosten, en dienen de Nature Inclusive Design-voorstellen technisch haalbaar, veilig realiseerbaar en onderhoudsarm te zijn.

4.2.2. NAUTILUS

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Nautilus	Tweede interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk	3	Ja	Ter goedkeuring	2030	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het Nautilus-project was al opgenomen in het vorige Federaal Ontwikkelingsplan. Intussen werden de contouren van dit project verder uitgetekend in samenwerking met National Grid Ventures. Het project is in het huidige plan “Ter goedkeuring” opgenomen, met de volgende drijfveren:

1. De integratie van hernieuwbare energie in het Belgische en Europese energiesysteem;
2. Het bevorderen van de Europese marktwerking;
3. Het verhogen van de bevoorradingszekerheid van België

In de context van de Europese Green Deal, die mikt op koolstofneutraliteit tegen 2050, weten we dat hernieuwbare energie een doorslaggevende rol zal spelen. In de strategie voor hernieuwbare energie op zee die de Europese Commissie in november 2020 publiceerde, is een streefcijfer vastgesteld van 60 GW aan offshore windenergie tegen 2030 en 300 GW tegen 2050. Gezien zijn enorme potentieel zal de Noordzee de hoeksteen vormen voor het realiseren van dat doel en zal het Verenigd Koninkrijk een belangrijke bondgenoot zijn om die immense uitdaging aan te gaan.

Voor een land als België dat, na de ontwikkeling van de Prinses Elisabethzone, al een groot deel van zijn offshore windpotentieel zal hebben ontgonnen, vergt een intensievere integratie van hernieuwbare energieën in het energiesysteem onvermijdelijk een versterking van de interconnectiecapaciteit met landen die een groot offshore productiepotentieel hebben. Het is dan ook geen toeval dat België en het Verenigd Koninkrijk op 23 februari 2022 een Memorandum of Understanding (MoU) hebben ondertekend om hun samenwerking op energiegebied te versterken. Eén van de verbintenissen die in dit MoU worden vastgesteld, is de ontwikkeling van een tweede interconnectie met het Verenigd Koninkrijk in de vorm van een hybride systeem, dat de naam Nautilus kreeg.

Zoals uitvoerig werd beschreven in Hoofdstuk 3 - Identificatie van de systeembehoeften, kan de ontwikkeling van hybride interconnecties op goed gekozen locaties, de doelstellingen met betrekking tot de integratie van hernieuwbare energie en het versterken van de interconnectiecapaciteit, beantwoorden tegen een lagere kostprijs.

Door zijn rechtstreekse verbinding met het Prinses Elisabeth Eiland bevordert Nautilus bovendien de uitbouw van een echt HVDC-net in de Noordzee (§4.6.1 Northsea offshore grid). Afhankelijk van de technologische ontwikkelingen die worden beschreven in §2.3 Technologie in de energietransitie, zal de koppeling van Nautilus met andere interconnecties (bv. TritonLink) België immers niet alleen een bevoorrechte toegang verschaffen tot de hernieuwbare energie die in de Noordzee worden opgewekt, maar ook een optimale verdeling van die energie in Europa mogelijk maken.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Het Nautilus-project bestaat uit een hybride systeem dat de functie van interconnectie combineert met deze van aansluiting van hernieuwbare energieproductie. Door zijn aansluiting op het Prinses Elisabeth Eiland zal Nautilus de transmissiecapaciteit tussen het eiland en de Belgische kust met de windmolenparken delen. Op die manier zal, zonder nieuwe infrastructuur tussen het eiland en de Belgische kust toe te voegen, extra interconnectiecapaciteit beschikbaar zijn tussen het Verenigd Koninkrijk en België telkens wanneer de windmolenparken van het eiland niet op volle kracht elektriciteit injecteren. Iets wat vaak zal gebeuren aangezien de capaciteitsfactor van windmolens op zee tegen 2030 ongeveer 40 à 50% zal bedragen, rekening houdend met de verwachte windmolentechnologie.

Het Nautilus-project omvat in zijn huidige vorm de volgende elementen:

- De installatie van een 525 kV-HVDC-omvormer met een vermogen van 1,4 GW in het Verenigd Koninkrijk aan de oostkust;
- De installatie van een 525 kV-HVDC-kabelsysteem met een vermogen van 1,4 GW dat deze omvormer verbindt met het HVDC systeem op het Prinses Elisabeth Eiland.

Momenteel wordt nog onderzocht of het mogelijk is om een windmolenpark aan Engelse kant op Nautilus aan te sluiten. Voor zo’n aansluiting zou een HVDC-conversieplatform in de Engelse zee nodig zijn. De, in het kader van dit document, uitgevoerde kosten-batenanalyse houdt evenwel rekening met de basisoplossing voor Nautilus, d.w.z. zonder offshore park en zonder platform aan Engelse kant. Bovendien, gezien het om een interconnectie gaat, hangt de investeringsbeslissing en de realisatie van dit project af van de goedkeuring in beide betrokken landen, overeenkomstig de voorziene procedures.

De gecombineerde realisatie van het Prinses Elisabeth Eiland en Nautilus zal resulteren in een multi-terminal HVDC-systeem, één van de eerste in Europa. Zoals besproken in §2.3 in verband met technologische ontwikkelingen, brengt deze innovatie in alle domeinen van het project heel wat uitdagingen met zich mee.

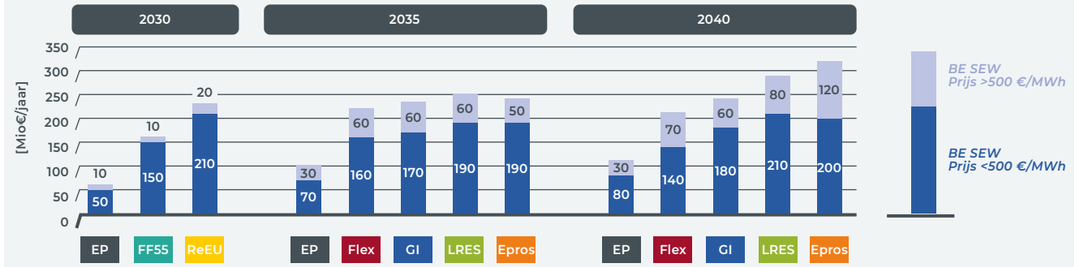
Gelet op de bovenstaande elementen zal de ingebruikname van Nautilus rechtstreeks afhangen van het HVDC-gedeelte van het eilandproject, en staat momenteel op zijn vroegst in 2030 gepland. De voltooiing van zowel Ventilus (§4.5.2.1) als Boucle du Hainaut (§4.5.2.2) blijft een noodzakelijke voorwaarde.

BEREKENING VAN DE MARKTINDICATOREN VOOR NAUTILUS

Deze sectie geeft een overzicht van de baten die de realisatie van Nautilus met zich mee brengen, in lijn met de toelichting in § 1.4.5 Methode voor de kosten-batenanalyse voor projecten in het horizontaal systeem. Met de huidige netontwikkelingsplannen, die een optimaal en efficiënt gebruik van gebouwde transmissie-infrastructuur nastreven, wordt er uitgegaan van een schaarste in netcapaciteit tussen het energie-eiland en het vasteland, waardoor congestieproblemen kunnen ontstaan. De kosten-baten analyse voor Nautilus werd uitgevoerd onder de hypothese van een marktintegratie door middel van een offshore biedzone voor de aangekoppelde offshore windproductie, als één van de mogelijkheden om efficiënt om te gaan met deze potentiële congestie. De finale keuze van een mogelijke offshore biedzone als marktconfiguratie en de keuze van het capaciteitsgebruik wordt in dit investeringsplan niet gemaakt en dient in een latere fase besproken en beslist te worden, met kennis van alle implicaties van de gekozen configuratie, en in de context van de geldende regelgeving, zowel Belgisch, Europees, en wat betreft de "Trade and Cooperation Agreement" tussen de EU en het Verenigd Koninkrijk.

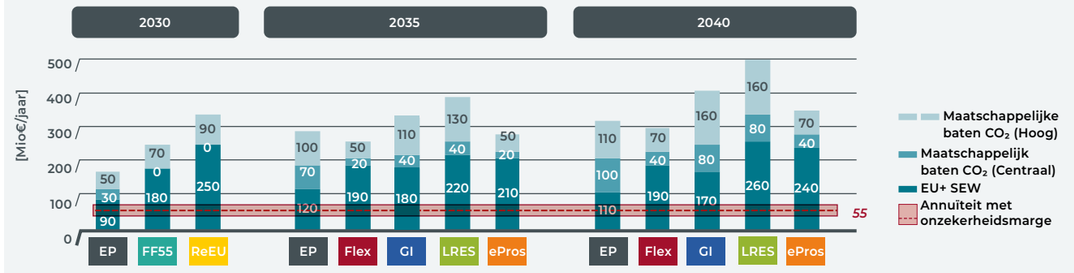
Figuur 4.6 toont de toename van de Belgische socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Een opsplitsing wordt gemaakt tussen de welvaart gegenereerd wanneer de gesimuleerde groothandelsprijs lager is dan 500 €/MWh en deze gegenereerd wanneer de prijs hoger is dan 500 €/MWh. Op deze manier kan er een duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen de welvaart gegenereerd in "normale" omstandigheden en deze tijdens "schaarste" of "bijnaschaarste".

FIGUUR 4.6: BELGISCHE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT NAUTILUS



Figuur 4.7 toont de toename van de Europese socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Hierbij worden ook de additionele baten voor de samenleving, ten gevolge van de reductie in CO_2-emissies weergegeven. Figuur 4.8 toont de bijhorende reductie in CO_2-emissies en de toegenomen integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem.

FIGUUR 4.7: EUROPESE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT NAUTILUS



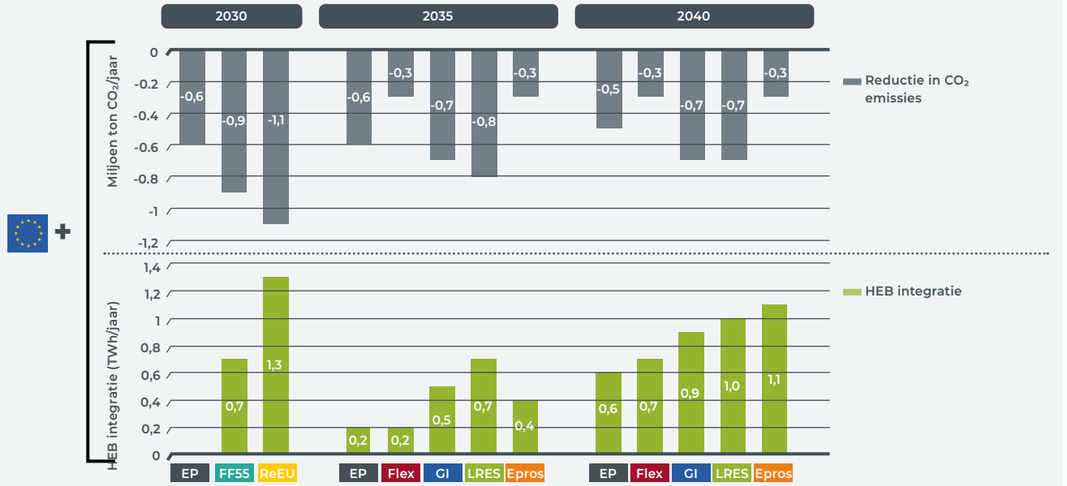
De realisatie van Nautilus genereert in alle scenario's een aanzienlijke en stabiele welvaartstoename op zowel Belgisch als Europees niveau. Deze welvaartstoename vertoont op Belgisch niveau een licht stijgende trend. Op Europees niveau is er een stabilisatie tussen 2030 en 2035, maar stijgt de welvaart op de 2040 horizon. Tevens toont Figuur 4.7 duidelijk aan dat de welvaartscreatie in alle scenario's de geschatte kosten van het project overschrijdt.

De welvaartstoename doorheen de scenario's wordt sterk gedreven door de toenemende integratie van goedkope (hernieuwbare) energie, opgewekt in het Verenigd Koninkrijk (tot 50 GW offshore wind in 2030 en tot maximaal 90 GW in 2040) in het elektriciteitssysteem en de sterke verwachte prijsverschillen tussen België en het Verenigd Koninkrijk (§2.1.7.2 Evolutie van de prijsverschillen op de groothandelsmarkt voor elektriciteit). De welvaartstoename voor België is dan ook het meest uitgesproken voor de scenario's met een grote mate van elektrificatie en integratie van hernieuwbare energie: "FF55", "ReEU", "Large scale e-RES" en "E-prosumers". De gemiddelde gesimuleerde groothandelsprijs in België ligt in alle scenario's hoger dan die in het Verenigd Koninkrijk, met een gemiddeld absoluut prijsverschil tussen 20 €/MWh en 25 €/MWh.

Wat betreft de impact op CO_2-emissies in het elektriciteitssysteem is in Figuur 4.8 een dalende trend waarneembaar in alle scenario's in functie van de tijd. Dit is een volkomen normaal effect. Naarmate de energietransitie zich voltrekt, zal de elektriciteitsproductie namelijk meer en meer hernieuwbare energie bevatten en minder CO_2-intensief zijn, waardoor er natuurlijk ook "minder" potentieel aan reductie van CO_2-emissies bestaat. Dit is ook zichtbaar in het tweede deel van de figuur, waarbij het duidelijk is dat de integratie aan hernieuwbare energie toeneemt.

Een interessante waarneming is dat in het "E-prosumers"-scenario de reductie in CO_2-emissies het kleinst is. Dit is het scenario met de hoogste graad van elektrificatie en dus ook de grootste belastingstoename. Ten gevolge zal in dit scenario, relatief gezien, een kleiner percentage van de volledige elektrische belasting door hernieuwbare energie afgedekt worden, waardoor er meer elektriciteit op basis van fossiele brandstoffen opgewekt dient te worden, vergeleken met de scenario's "Global Import" en "Large scale E—RES". Bij de interpretatie hiervan is het zeer belangrijk om te onthouden dat deze cijfers enkel de impact op de CO_2-emissies van het elektriciteitssysteem bekijken, en niet deze van het volledige energiesysteem. Bij "Global Import" zal er bijvoorbeeld minder elektriciteit opgewekt worden door fossiele brandstoffen, gezien de lagere vraag naar elektriciteit, maar zal het verbruik aan fossiele brandstoffen over alle sectoren heen wel groter zijn. De belangrijkste conclusie hier is voornamelijk dat, over alle scenario's heen, de interconnector toelaat om meer hernieuwbare energie te integreren in het elektriciteitssysteem en zorgt voor een reductie in CO_2-uitstoot.

FIGUUR 4.8: REDUCTIE IN CO_2-EMISSIES EN INTEGRATIE VAN HEB TEN GEVOLGE VAN DE REALISATIE VAN HET NAUTILUS PROJECT



Het "Flex"-scenario is, zoals eerder toegelicht, een sensitiviteit van het "E-prosumers"-scenario, waar de flexibiliteit in het systeem sterk is opgedreven. De integratie van erg veel flexibiliteit in het systeem doet de welvaartstoename ten gevolge van Nautilus beperkt afnemen. Dit geeft aan dat de beschikbare flexibiliteitsmiddelen al voor een deel instaan voor het capteren van welvaart en bijkomende integratie van hernieuwbare energie. Gezien de grote prijsverschillen blijft de toename van de welvaart ook in dit scenario erg hoog, wat aangeeft dat de ontwikkeling van flexibiliteit in het systeem, complementair is met de ontwikkeling van de interconnector.

Op basis van de resultaten van de verschillende gesimuleerde scenario's, zijn de belangrijkste elementen om op te volgen aangaande deze baten:

- De evolutie van offshore wind en het nucleaire park in het Verenigd-Koninkrijk;
- De evolutie van de totale marktuitwisselingscapaciteit tussen het Verenigd-Koninkrijk met het Europese vasteland. Een tragere evolutie dan aangenomen in het referentienet zal leiden tot een grotere welvaartscreatie door Nautilus en omgekeerd;

4.2.3. TRITONLINK

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
TritonLink	Nieuwe Hybride HVDC interconnectie België - Denemarken	4	N	Conditioneel	2031-2032	In Studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het project TritonLink heeft volgende drijfveren:

1. De integratie van hernieuwbare energieën in het Belgische en Europese elektriciteitssysteem;
2. Het bevorderen van de Europese marktwerking;
3. Het verhogen van de bevoorradingszekerheid van België.

België heeft binnen haar eigen zee- en landsgrenzen niet voldoende potentieel aan hernieuwbare energie om het volledige Belgische energiesysteem te decarboniseren [ELI-3]. Vandaar dat België op zoek moet gaan naar partners die een overschot aan hernieuwbare energie hebben. Denemarken is vanwege haar groot potentieel voor offshore wind zo'n partner.

Dit project is een concrete materialisatie van de samenwerking tussen België en Denemarken op het vlak van hernieuwbare energieprojecten en de benodigde interconnectie (zoals recent nog opgenomen in de verklaring van Esbjerg van 18 mei 2022, aangenomen door de Energieministers van België, Denemarken, Duitsland en Nederland). Het kan ook bijdragen aan eventuele toekomstige verplichtingen (zoals voorzien in het voorstel van de Europese Commissie in de herziening van de Richtlijn hernieuwbare energie) voor wat betreft gemeenschappelijke hernieuwbare energieprojecten tussen lidstaten.

Dankzij het hybride karakter van de TritonLink vervult het verschillende drijfveren. Het project vergroent het Europese elektrisch systeem door de integratie van 3 GW offshore wind[14]. Zoals getoond in de berekening van de marktindicatoren hieronder zorgt de realisatie van dit project voor een significante CO_2-reductie op Europese schaal. Merk op dat de reductie van emissies altijd op Europese schaal bekeken dient te worden, gezien de effecten hiervan zich natuurlijk niet beperken tot de landsgrenzen.

Wanneer de transportcapaciteit niet (volledig) gebruikt wordt voor het transport van offshore wind, kan de resterende transportcapaciteit gebruikt worden voor de uitwisseling van elektriciteit tussen België en Denemarken. Op die manier worden prijsverschillen weggewerkt tussen de twee landen en wordt de infrastructuur maximaal benut.

Het project creëert een volledig nieuwe elektrische grens tussen landen die nog niet rechtstreeks zijn verbonden. Deze nieuwe grens zal de bevoorradingszekerheid van België en van Denemarken verhogen. Dit effect wordt versterkt door de decorrelatie van de windsnelheden in Belgische en Deense wateren, zoals getoond in Figuur 3.13 – Correlatie tussen Belgische offshore windinput en Europa in %. Hoe groter dergelijke decorrelatie (of hoe kleiner de correlatie), hoe groter de kans dat op een bepaald tijdstip de windproductie verschilt. Bij een lage windproductie voor de Belgische kust, is dan de kans groter dat er meer windproductie is in Deense wateren, en omgekeerd. Gezien de volatiliteit van hernieuwbare productie is een dergelijke spreiding van de productie een aanzienlijk voordeel.

De 700 km lange interconnector tussen België en Denemarken wordt een technisch huzarenstuk waarmee Elia, Energinet en ook alle bedrijven die hierbij betrokken zullen zijn, op wereldvlak een innovatieve voorsprong kunnen nemen. Voortbouwend op de competenties en ervaring die hiermee worden opgebouwd, kunnen in een latere fase van de energietransitie bijkomende projecten worden gerealiseerd.

14 De 3 GW verwijst naar het vermogen aan windenergie dat in deze fase aan de Deense energie-hub gekoppeld zal worden. Dit verwijst niet naar de capaciteit van de verbindingen.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

De TritonLink omvat de bouw van een hybride interconnectie met Denemarken. Het project wordt hybride genoemd omdat het de aansluiting van hernieuwbare energie – onder de vorm van offshore wind – combineert met de creatie van nieuwe transportcapaciteit tussen België en Denemarken.

FIGUUR 4.9: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN DE TRITONLINK

De Deense overheid heeft de ambitie om een energie-hub te creëren in de Noordzee. In een eerste stap zal de Deense hub het aansluitingspunt vormen van 3 GW offshore wind. In een latere fase is het doel om de hub uit te breiden en te fungeren als aansluitingspunt van 10 GW offshore wind. Om te evolueren naar 10 GW offshore wind, zullen bijkomende verbindingen nodig zijn naar de omliggende landen. De TritonLink zal een essentiële schakel zijn voor de creatie van een noord-zuid verbinding in de Noordzee en de bijhorende vermaasde offshore netwerkinfrastructuur. Dit zorgt ervoor dat België in de toekomst toegang kan krijgen tot het enorme potentieel aan windenergie van de Noordzee. De noodzaak hiertoe werd duidelijk toegelicht in §3.2 Behoeften tot ontwikkeling van grensoverschrijdende en offshore verbindingen.

De Belgische en Deense overheden hebben in april 2021 een 'Memorandum of Understanding' getekend met als doel het nut en de haalbaarheid te onderzoeken van een interconnectie tussen België en Denemarken, die 3 GW Deense offshore wind integreert. De haalbaarheidsstudie heeft het potentieel van de interconnectie aangegeven en geleid tot een versterking van de samenwerkingen tussen de twee landen via een 'Memorandum of Agreement' in november 2021. Op hetzelfde ogenblik heeft Elia Transmission Belgium een samenwerkingsovereenkomst afgesloten met de Deense transmissienetbeheerder Energinet om het project verder uit te werken.

Vanwege de afstand tussen België en de Deense hub – meer dan 700 kilometer – is gelijkstroom de enige technische oplossing. Elia Transmission Belgium tracht de transportcapaciteit van de verbinding tussen België en de Deense hub te maximaliseren omdat de relatieve kost om het transportvermogen van de kabel te verhogen beperkt is ten opzichte van de totale projectkost. Als referentie wordt er uitgegaan van een 2 GW-verbinding gezien dit vandaag de dag wordt beschouwd als het hoogst technisch haalbaar vermogen dat op een betrouwbare en efficiënte manier in het Belgische transmissienet geïntegreerd kan worden. Denemarken beoogt een 1.4 GW verbinding tussen het Deense vasteland en de Deense hub.

De concrete aansluitingspunten in België en Denemarken en het mogelijke onshore en offshore kabeltracé worden onderzocht waarbij verschillende opties ten opzichte van elkaar afgewogen worden. Aangezien de totale onthaalcapaciteit van 7 GW aan de Belgische kust, die gerealiseerd wordt door de realisatie van zowel het Ventilus (§4.5.2.1 Ventilus) als het Boucle Du Hainaut project (§4.5.2.2 Boucle Du Hainaut), reeds volledig ingevuld is, dient voor het aansluiten van de TritonLink een aansluitingspunt verder in het net onderzocht te worden. De realisatie van Ventilus en Boucle Du Hainaut zorgen voor een robuust en vermaasd net, wat ook essentieel is voor een betrouwbare integratie van een dergelijke HVDC-verbinding in het binnenlandse net. Netstudies geven aan dat een aansluiting op het Antwerpse of Gentse net 380 kV aangewezen is, mits tijdige realisatie van enkele noodzakelijke versterkingen van de interne backbone. Concreet gaat het over de upgrade van de verbinding Mercator-Massenhoven, wat ook duidelijk volgt uit de behoeftendetectie met betrekking tot de capaciteitsnoden op de backbone (Zie §3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV).

De verbinding tussen België en Denemarken zal binnengebracht worden op het Prinses Elisabeth Eiland en daarna verder door gaan naar het aansluitingspunt in de Gentse of Antwerpse regio. Op het eiland dient hiervoor beperkte infrastructuur te worden voorzien, een GIS DC-rails en bijhorende GIS-velden om de DC kabels hierop aan te sluiten[15]. Dit laat toe om in de toekomst de TritonLink te koppelen met MOG 2 en Nautilus eenmaal de technologie hiervoor beschikbaar en betrouwbaar is.

Het project TritonLink is in studie met een beoogde indienstname in 2031-2032.

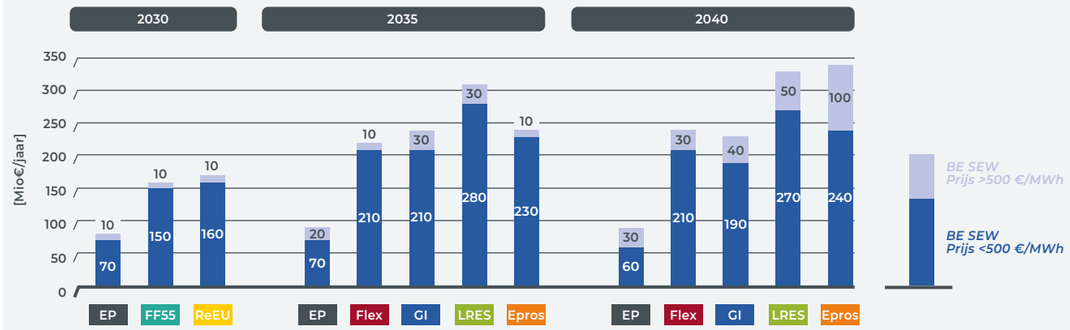
15 Het betreft hier installaties om de DC-elementen met elkaar te verbinden. Er is geen bijkomend AC-DC conversiestation nodig.

BEREKENING VAN DE MARKTINDICATOREN VOOR TRITONLINK

Deze sectie geeft een overzicht van de baten die de realisatie van de TritonLink met zich mee brengen, in lijn met de toelichting in §1.4.5 Methode voor de kosten-batenanalyse voor projecten in het horizontaal systeem. De kosten-baten analyse voor TritonLink werd uitgevoerd onder de hypothese van een marktintegratie door middel van een offshore biedzone voor de aangekoppelde offshore windproductie.

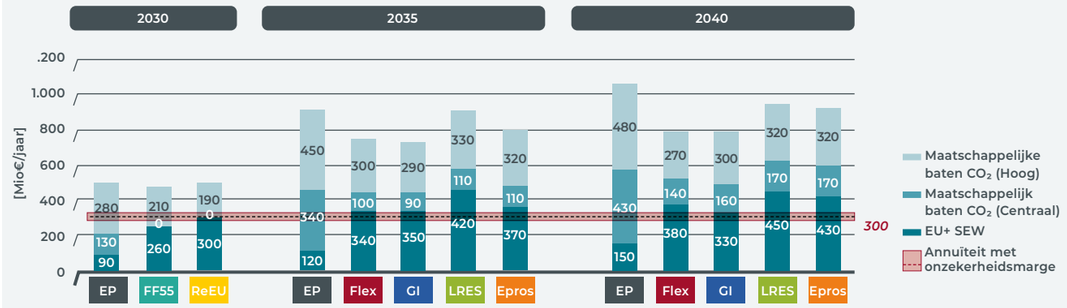
Figuur 4.10 toont de toename van de Belgische socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Een opsplitsing wordt gemaakt tussen de welvaart gegenereerd wanneer de prijs lager is dan 500 €/MWh en deze gegenereerd wanneer de prijs hoger is dan 500 €/MWh. Op deze manier kan er een duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen de welvaart gegenereerd in "normale" omstandigheden en deze tijdens "schaarste" of "bijna-schaarste".

FIGUUR 4.10: BELGISCHE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT TRITONLINK



Figuur 4.11 toont de toename van de Europese socio-economische welvaart voor de verschillende scenario's en horizonten. Hierbij worden ook de additionele baten voor de samenleving ten gevolge van de reductie in CO_2-emissies weergegeven. Figuur 4.12 toont de bijhorende reductie in CO_2-emissies en de toegenomen integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem.

FIGUUR 4.11: EUROPESE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT TRITONLINK



De realisatie van TritonLink genereert in alle scenario's een aanzienlijke en stabiele welvaartstoename op zowel Belgisch als Europees niveau. Deze welvaartstoename blijft op Belgisch niveau ongeveer gelijk doorheen de tijd voor elk van de scenario's, buiten het scenario "E-prosumers", waar tussen 2035 en 2040 wel een significante stijging te waarneembaar is.

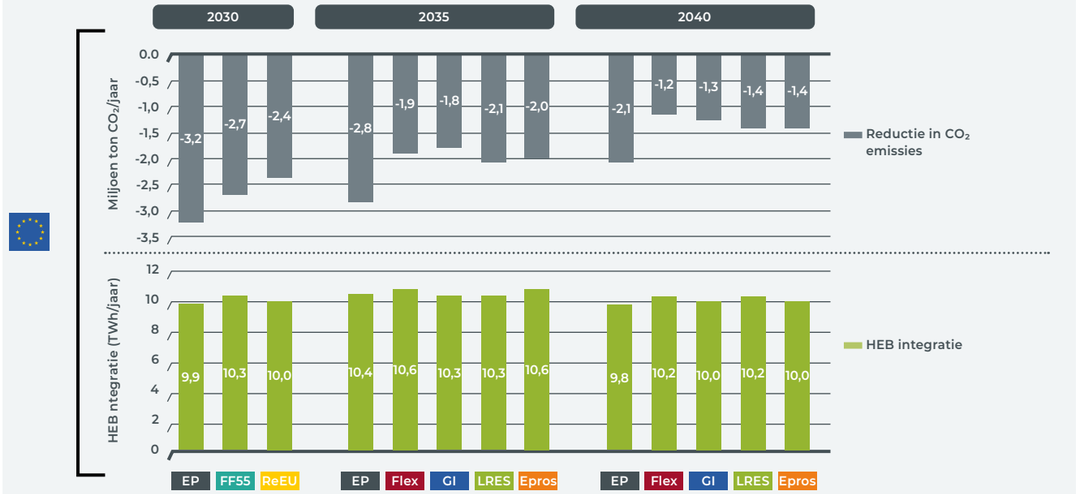
De welvaartstoename doorheen de scenario's wordt voornamelijk gedreven door de integratie van 3 GW aan hernieuwbare energie. De welvaartstoename voor België is dan ook het meest uitgesproken voor de scenario's met een grote mate van elektrificatie en integratie van hernieuwbare energie: "Large scale e-RES" en "E-prosumers".

Een zeer belangrijke drijfveer voor de welvaartscreatie, op Europees niveau, van het TritonLink project is gelinkt aan de reductie van de CO_2-emissies (Figuur 4.12). De grote reductie aan CO_2-emissies zorgt voor een bijkomende welvaart voor de Europese samenleving die van dezelfde grootteorde is als de socio-economische welvaart (B1) en deze vaak overstijgt.

Wat betreft de impact op CO_2-emissies in het elektriciteitssysteem is een dalende trend waarneembaar in alle scenario's in functie van de tijd. Dit is een volkomen normaal effect. Naarmate de energietransitie zich voltrekt, zal de elektriciteitsproductie namelijk meer en meer hernieuwbare energie bevatten en minder CO_2-intensief zijn, waardoor er natuurlijk ook "minder" potentieel aan reductie van CO_2-emissies bestaat. Gezien echter in de loop van de tijd de sociale kost van CO_2 ook toeneemt, blijven de hieraan gelinkte baten op Europees niveau min of meer constant, zoals zichtbaar in Figuur 4.11. Voor het "Established Policies"-scenario zijn de baten gelinkt aan de reductie van de emissies zelfs vele malen groter dan de socio-economische welvaart. Dit is logisch gezien in dit scenario de hoeveelheid hernieuwbare energie in het systeem het laagst is, en er dus een groot potentieel aan reductie van CO_2-emissies is.

De impact van zeer grote hoeveelheden aan flexibele middelen in het systeem zorgt ook hier voor een beperkt matigend effect op de welvaartstoename.

FIGUUR 4.12: REDUCTIE IN CO_2-EMISSIES EN INTEGRATIE VAN HEB TEN GEVOLGE VAN DE REALISATIE VAN HET TRITONLINK PROJECT



De hoeveelheid hernieuwbare energie die in het elektriciteitssysteem geïntegreerd kan worden is voor alle scenario's min of meer gelijk aan ~10 TWh. Deze getallen kunnen grotendeels verklaard worden door de energieproductie van het windmolenpark van 3 GW dat door de TritonLink aan het onshore net gekoppeld kan worden.

De vergelijking van de project-annuïteit met de Europese welvaart (cf. Figuur 4.11) toont aan dat de kosten-baten van het project in alle scenario's positief is, rekening houdend met het "High"-scenario voor de sociale kost van CO_2-emissies. Rekening houdend met het "Central"-scenario voor de sociale kost van CO_2-emissies, is de kosten-baten vergelijking positief in alle scenario's vanaf 2035. Voor wat betreft deze horizonten is deze kosten-baten vergelijking zelfs positief rekening houdend met enkel de Europese socio-economische welvaart voor alle scenario's behalve het "Established Policies"-scenario. Gezien de positieve kosten-baten op Europees niveau, kan dit project in aanmerking komen voor het PCI[16]-label en Europese subsidies via het CEF[17]-fonds. Elia zal dan ook dit project indienen voor de zesde PCI-lijst die in 2023 zal bepaald worden door de Europese Commissie. Het verkrijgen van voldoende fondsen waarvan het exacte niveau echter nog vastgelegd dient te worden in een latere fase, is de voorwaarde voor de investeringsbeslissing van dit project.

In de Esbjerg Declaratie hebben Nederland, Duitsland, Denemarken en België de ambitie aangegeven om de Noordzee uit te bouwen tot een groene elektriciteitscentrale. De TritonLink vormt een eerste puzzelstuk van deze ambitie. Het toevoegen van bijkomende offshore wind en interconnectieverbindingen naar andere biedzones aan de TritonLink, zal leiden tot een grotere prijsconvergentie en een betere integratie van hernieuwbare energie in het Europees systeem.

16 Projects of Common Interest.
17 Connecting European Facilities.

4.2.4. OFFSHORE ENERGY HUB

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Offshore Energy Hub	Realisatie van een HVDC onderstation op het energie-eiland ter creatie van een energiehub	5	Nee	Conditioneel	2035-2040	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Een offshore energiehub bestaat uit een geheel van hernieuwbare energiebronnen (bv. windmolenparken), opslageenheden en zelfs belastingen die zijn aangesloten op een offshore centraal punt om energie te verdelen naar de omliggende landen. De realisatie van een energiehub in het Belgische deel van de Noordzee wordt in de identificatie van de behoeften (zie hoofdstuk 3) duidelijk geïdentificeerd als hoeksteen voor de efficiënte integratie van hernieuwbare energie in Europa en in België. Zo'n energiehub biedt België immers niet alleen een toegangspoort tot het immense potentieel aan hernieuwbare energie in de Noordzee, maar faciliteert ook, in combinatie met de interconnecties op land, een optimale verdeling van die energie tussen de verschillende landen.

Bovendien geeft de minister van Energie in haar brief aan Elia van 16 juni 2021 duidelijk te kennen dat ze transportinfrastructuur op het energie-eiland wil aanleggen zodat het eiland op termijn kan worden ingeschakeld in een netwerk van energiehubs in de Noordzee. Die doelstelling werd vervolgens op 15 oktober 2021 door de ministerraad bekrachtigd.

De uitbouw van een energiehub, met andere woorden een gemeenschappelijk offshore knooppunt met diverse verbindingen naar andere hubs, andere landen en ook naar het Belgische onshore net, creëert nieuwe elektrische paden. In de eerste plaats beschikt het energie-eiland over een bijkomende verbinding met het Belgische binnenland, waardoor meer hernieuwbare energie in het Belgische elektriciteitssysteem kan worden geïntegreerd. Voorts zou met een dergelijk gemeenschappelijk knooppunt voor Nautilus en TritonLink, energie rechtstreeks van Groot-Brittannië aan Denemarken kunnen worden geleverd, zonder via het Belgische onshore net te passeren. Dit kan capaciteit vrijmaken voor nieuwe gebruikers op het onshore net en tegelijkertijd uitwisselingen in Europa bevorderen. Die vlottere uitwisselingen zouden ook kunnen zorgen voor een betere benutting van de offshore productiecapaciteit van hernieuwbare energie doordat er minder hernieuwbare energie verloren gaat ('spilled energy').

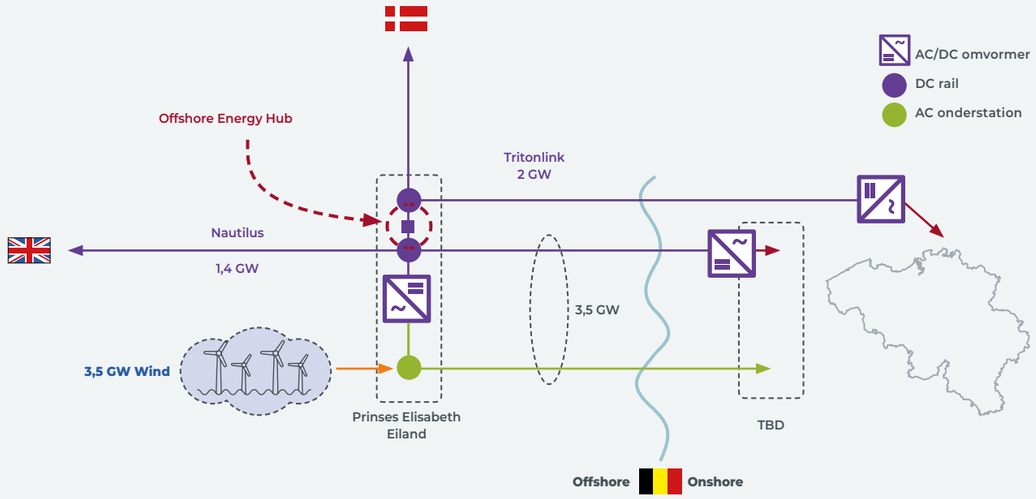
ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Het project Prinses Elisabeth Eiland, zoals beschreven in §4.2.1, is bedoeld om een eerste belangrijke impuls te geven aan het project "Offshore Energie Hub". De aanwezigheid van een HVDC-omvormer op het kunstmatige eiland en de beschikbare ruimte voor de aansluiting van extra HVDC-kabels maken de aansluiting van Nautilus en TritonLink aan het eiland immers mogelijk.

De creatie van een dergelijk gemeenschappelijk knooppunt (zoals getoond in Figuur 4.13), vereist het kunnen koppelen van het hybride systeem gevormd door Nautilus en het Prinses Elisabeth Eiland enerzijds, met TritonLink anderzijds. Een dergelijke koppeling kan alleen tot stand worden gebracht door het installeren van een DC-vermogensschakelaar ('DC circuit breaker') of een gelijkwaardige technologie op de interface tussen de twee systemen.

Dit is nodig om de twee systemen van elkaar te kunnen isoleren in geval van een defect in één van de systemen en dus te voorkomen dat Nautilus, het DC-eiland en TritonLink gelijktijdig zouden uitvallen. Dit 'selectiviteitsbeginsel' wordt toegelicht in §2.2 - Technologie in de energietransitie. Zoals in deze paragraaf wordt besproken, bestaat er nog grote onzekerheid over de technische haalbaarheid van een dergelijk toestel. Daarom wordt voor de voltooiing van het project 'Offshore Energie Hub" gemikt op 2035 of daarna.

FIGUUR 4.13: SCHEMATISCHE VOORSTELLING VAN DE OFFSHORE ENERGY HUB

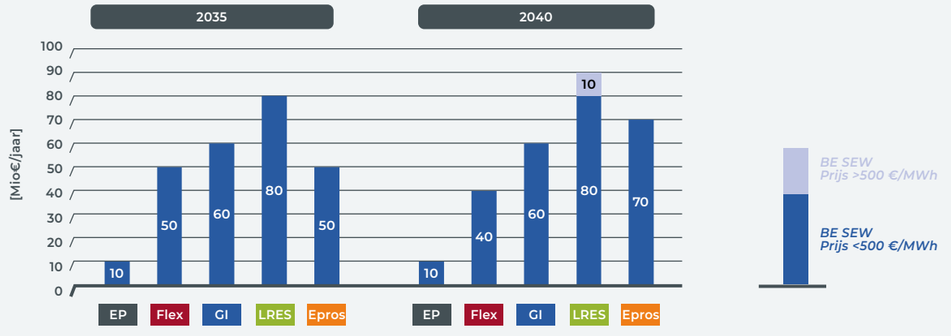


BEREKENING VAN DE MARKTINDICATOREN VOOR DE OFFSHORE ENERGY HUB

Deze sectie geeft een overzicht van de baten die de realisatie van de Offshore Energy Hub met zich mee brengt, in lijn met de toelichting in §1.4.5 Methode voor de kosten-batenanalyse voor projecten in het horizontaal systeem. De kosten-baten analyse voor de Offshore Energy Hub werd uitgevoerd onder de hypothese van een marktintegratie door middel van een offshore biedzone voor de aangekoppelde offshore windproductie. Voor dit project werden enkel de horizonten 2035 en 2040 geanalyseerd en niet 2030. De realisatie van zowel Nautilus als TritonLink zijn immers noodzakelijke voorwaarden voor dit project en deze zijn beide niet aanwezig in het referentienet in 2030.

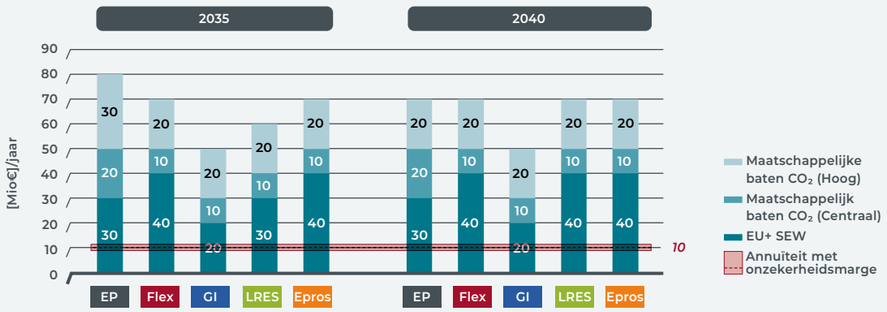
Figuur 4-14 toont de toename van de Belgische socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Een opsplitsing wordt gemaakt tussen de welvaart gegenereerd wanneer de gesimuleerde groothandelsprijs lager is dan 500 €/MWh en deze gegenereerd wanneer de prijs hoger is dan 500 €/MWh. Op deze manier kan er een duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen de welvaart gegenereerd in "normale" omstandigheden en deze tijdens "schaarste" of "bijna-schaarste".

FIGUUR 4.14: BELGISCHE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT OFFSHORE ENERGY HUB



Figuur 4-15 toont de toename van de Europese socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Hierbij worden ook de additionele baten voor de samenleving, ten gevolge van de reductie in CO_2-emissies weergegeven. Figuur 16 toont de bijhorende reductie in CO_2-emissies en de toegenomen integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem.

FIGUUR 4.15: EUROPESE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT OFFSHORE ENERGY HUB



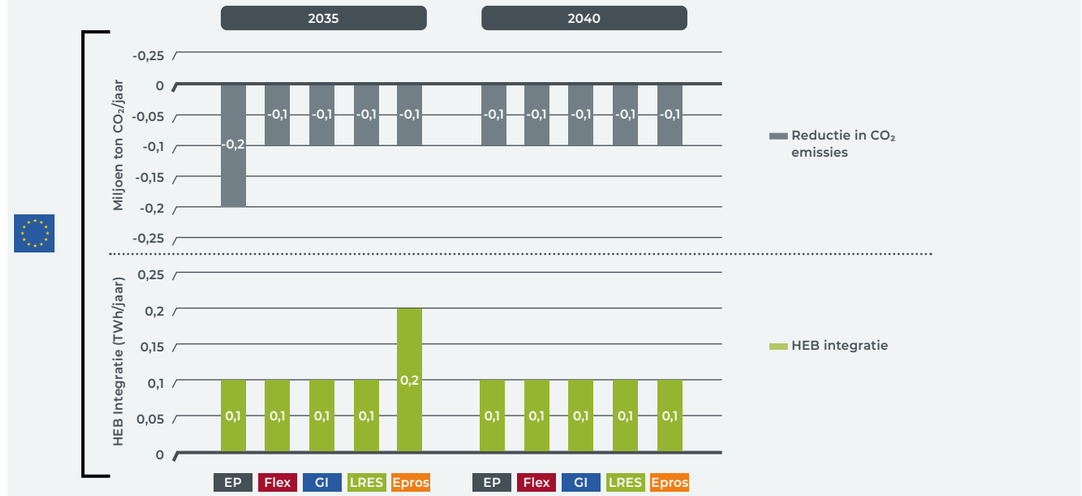
Gezien het hier gaat over een innovatieve technologie is de kost van dit project op dit moment moeilijk in te schatten. Er is hier dan ook gekozen om een conservatieve inschatting te nemen van een projectannuïteit van 10 M€ ter vergelijking. Deze projectkost dient in de toekomst verder nauwgezet ingeschat te worden.

Vanuit Belgisch perspectief is de welvaart in het "Established Policies" relatief beperkt, met zowel in 2035 als in 2040 een socio-economische welvaart van ~10 M€. Voor de scenario's die in lijn zijn met het bereiken van koolstofneutraliteit tegen 2050 ("Global Import", "Large Scale e-RES", "E-prosumers", "Flex+") stijgt de welvaartscreatie ten opzichte van "Established Policies" aanzienlijk voor beide horizonten 2035 en 2040. Des te groter de integratie van hernieuwbare energie in het systeem ("Large Scale e-RES"), des te groter de baten. Door de realisatie van dit project kan de Belgische samenleving optimaal profiteren van de prijsverschillen die ontstaan door de intrinsieke volatiele elektriciteitsproductie van hernieuwbare energiebronnen. Tevens laat de realisatie van deze verbinding toe om het wisselstroomnetwerk te ontlasten. Tussen 2035 en 2040 blijven de baten in het algemeen relatief constant.

Vanuit Europees perspectief zijn de baten in het algemeen ook aanzienlijk, alhoewel de gecreëerde socio-economische welvaart wel lager is dan de Belgische. Hier valt op dat de baten voor "Global Import" het laagste zijn. Voor de andere scenario's zijn de baten van een gelijkaardig niveau. Aangezien "Global Import" de laagste niveaus aan integratie van HEB, energie efficiëntie en elektrificatie bevat, kan hier ook uit afgeleid worden dat project vooral zijn nut zal bewijzen in een wereld met een massale uitrol van HEB en een grote mate van elektrificatie.

Figuur 4-16 toont verder aan dat dit project een bijkomende jaarlijkse reductie in CO_2-emissies betekent van 100.000 ton en zorgt voor een jaarlijkse integratie van 100 GWh aan hernieuwbare energie.

FIGUUR 4.16: REDUCTIE IN CO_2-EMISSIES EN INTEGRATIE VAN HEB TEN GEVOLGE VAN DE REALISATIE VAN DE OFFSHORE ENERGY HUB



4.2.5. VERDERE ONTWIKKELING VAN HERNIEUWBARE ENERGIEPRODUCTIE IN DE BELGISCHE NOORDZEE

PROJECT	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Studie naar verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee	6	Nee	Indicatief	TBD	In studie

Als een reactie op de oorlog tussen Oekraïne en Rusland, nam de Belgische Federale Regering op 18 maart 2022 een principebeslissing omtrent een enveloppe van maatregelen om de bevoorradingszekerheid van België te garanderen en de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen te verminderen. Eén van de voorgestelde maatregelen betreft het opstarten van een onderzoek naar het opdrijven van de productie van hernieuwbare energie in de Belgische Noordzee tot 8 GW. Concreet werden de volgende ambities naar voor geschoven:

- Uitbouwen van het geïnstalleerd vermogen aan offshore windenergie. Dit kan bereikt worden door een combinatie van twee hefbomen: nderzoek naar mogelijk nieuwe zones voor de plaatsing van bijkomende windturbines en de (versnelde) repowering van de eerste zone aan offshore windenergie. De term “wind repowering” verwijst naar het verhogen van de energieopbrengst van bestaande concessies door het verhogen van de efficiëntie van bestaande turbines of door ze te vervangen met nieuwe (meestal grotere) modellen;
- Plaatsing drijvende zonnepanelen.

In een eerste fase zal er een analyse gebeuren door de Belgische overheid om de bovenstaande ambities scherper te stellen en te formaliseren in Belgische wetgeving. Ten gevolge hiervan dient er ook een aanpassing van het Marien Ruimtelijk Plan te gebeuren, wat nu voorzien is voor 2026. Elia is nauw betrokken bij dit onderzoek en start in parallel met de nodige studies om hiervoor een aangepaste netstructuur uit te werken.

Voor wat betreft de repowering van de bestaande eerste zone aan offshore windenergie, bestaat een eerste stap uit het verder optimaliseren van de bestaande infrastructuur en het wegwerken van bestaande knelpunten. Zo zal het versterken van de as Gezelle – Van Maerlant (zie §4.5.2.3), het knelpunt in de combinatie van de Stevin en Ventilus assen, reeds leiden tot een verhoging van de transportcapaciteit. De exacte waarde voor deze verhoging in transportcapaciteit is het onderwerp van verdere studies. Bijkomende capaciteit tussen het “stopcontact” op zee (OSY) en Stevin door middel van een bijkomende kabel 220 kV, dient ook voorzien te worden.

Deze maatregel zal echter niet voldoende zijn om alle ambities af te dekken en Elia zal aldus een aangepaste netarchitectuur dienen uit te werken om de offshore geproduceerde energie te transporteren naar de verbruikerscentra. Gezien de vele onzekerheden is het project Indicatief en is de exacte timing ook nog niet bepaald.

4.3 Verdere ontwikkeling van de onshore interconnecties

De verdere ontwikkeling van interconnecties, zowel onshore als offshore, is van essentieel belang om de energietransitie te kunnen faciliteren op de korte en lange termijn, om zo de verwachte energiemix met maximale hoeveelheden hernieuwbare energie te kunnen ondersteunen. Grensoverschrijdende elektriciteitstransmissie (import en export van elektriciteit, geproduceerd elders in Europa) zal hierbij een sleutelrol spelen in combinatie met bijhorende flexibiliteitsbronnen zowel qua productie als qua afname.

Zoals beschreven in hoofdstuk 3 Identificatie van de systeembehoeften, zijn er algemene noden op bepaalde landsgrenzen in België om een stijging van de transmissiecapaciteit te onderzoeken. Ten behoeve hiervan worden in dit hoofdstuk de lopende projecten voor onshore interconnecties beschreven op de noordgrens (NL), zuidgrens (FR) en oostgrens (DE), dewelke relevant zijn op de horizon van dit Federaal Ontwikkelingsplan (tot en met 2035) en complementair zijn aan de uitbouw van het offshore netwerk en bijhorende offshore interconnecties, zoals beschreven in §4.2, en alwaar er ook bijkomende transmissiecapaciteit wordt ontwikkeld met het Verenigd Koninkrijk (§4.2.2) en Denemarken (§4.2.3).

De geïdentificeerde oplossingen om de systeemnoden af te dekken op de horizon van dit Federaal Ontwikkelingsplan worden in dit hoofdstuk in meer detail beschreven. Er wordt onderzocht hoeveel zij bijdragen aan Europese en Belgische welvaart in de vooropgestelde marktscenario’s alsook wat hun geraamde kosten zijn. De oplossingen dragen integraal bij tot de verwezenlijking van de Belgische klimaatdoelstellingen en bieden de beste garantie voor prijscompetitiviteit met onze buurlanden en verder binnen Europa.

4.3.1. VERSTERKING LONNY (FR) – ACHÊNE – GRAMME (LAG)

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Versterking Lonny (FR) – Achêne – Gramme	Fase 1: installatie dwarsregelstransformator 380 kV en plaatsing 2e transformator 380/70 kV in Achêne 380kV	7	Ja	Gepland	2025	In uitvoering
	Fase 2: versterking via hoogperformantiegeleiders en tweede dwarsregeltransformator in Achêne	8	Ja	Ter goedkeuring	2030 - 2032	In studie

FIGUUR 4.17: VERSTERKING LONNY (FR) - ACHÊNE - GRAMME

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Dit project maakt deel uit van de strategie om via gerichte versterkingen het potentieel van de bestaande interconnecties op de zuidgrens maximaal te benutten ter ondersteuning van verwachte hogere stromen gelinkt aan de evoluties in de energiemix. Het project bouwt aldus verder op de meest recente versterkingen op de zuidgrens tegen eind 2022 met hoogperformantiegeleiders op de as tussen onderstations Avelin/Mastaing aan Franse zijde en onderstations Avelgem tot Horta aan Belgische zijde, alsook de recente integratie van twee dwarsregeltransformatoren in het onderstation van Aubange (2021).

In een eerste fase zal de as Lonny – Achêne - Gramme versterkt worden middels de installatie van een eerste dwarsregeltransformator met beoogde indienstname eind 2025 in het 380 kV onderstation in Achêne, naast ook de toevoeging van een 380/70 kV transformator ter ondersteuning van lokale noden zoals beschreven in 5.8.4 Ontwikkeling van het Naamse net. De voorkeur

voor integratie van de dwarsregeltransformatoren in het bestaande onderstation 380 kV Achêne is bevestigd en ondersteunt ook de haalbaarheid van tijdelijke buitendienstnames die nodig zijn voor zowel de eerste als tweede fase versterkingen, gelet op een verwachte significante aanwezigheid van productie rond Gramme.

In een tweede fase worden de bestaande geleiders op de bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding tussen Achêne/Gramme (België) en Lonny (Frankrijk) vervangen door hoogperformantiegeleiders en zal er een tweede dwarsregeltransformator voorzien worden, voortbouwend op de versterking van de eerste fase en herstructurering van de poststructuur in Achêne. Initiele studies bevestigen de verwachte technische haalbaarheid van het vervangen van de geleiders en nodige mastversterkingen voor de bestaande wisselstroomverbinding om zo maximaal het potentieel van bestaande infrastructuur te kunnen benutten. In functie van de gekozen hoogperformantiegeleiders zijn er mogelijks extra aanpassingen noodzakelijk in de 380kV onderstations Achêne en Gramme.

De referentie-oplossing voor deze tweede fase verhoogt aldus de fysieke transportcapaciteit tussen België (Gramme) en Frankrijk (Lonny) via Achêne met ca. 1GW – in functie van het gekozen type hoogperformantiegeleiders. Het project heeft een beoogde indienstname in de periode 2030 – 2032 en wordt bilateraal verder onderzocht door Elia met RTE.

De noodzakelijke timing op de 2030-2032 horizon voor de tweede fase neemt in rekening langs de ene kant de verhoogde Europese en nationale behoeften en drijfveren (zie verder) en langs de andere kant de geschatte implementatieduur van de noodzakelijke interne versterkingen zoals de upgrade van de 380 kV wisselstroomverbinding Gramme – Van Eyck met hoogperformantiegeleiders alsook een nieuwe 380 kV corridor tussen onderstations Avelgem en Courcelles (Boucle du Hainaut).

De versterking van deze as op de zuidgrens zal, mede dankzij de oplevering van de upgrade van de 380 kV wisselstroomverbinding Gramme – Van Eyck, ook verder benut kunnen worden voor Noord-Zuid uitwisselingen op Europees niveau o.a. in het kader van een upgrade van de noodgrens op de as Van Eyck – Maasbracht (zie §4.3.2).

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

De eerste fase versterking met een dwarsregeltransformator is noodzakelijk om een betere verdeling van de stromen te bekomen op de zuidgrens op de horizon 2025, en ondersteunt bijgevolg een bestendiging van de import & export capaciteit door het reduceren van anders structurele congesties op deze as op de horizon 2025-2030, hetgeen prijsconvergentie tussen de biedzones en een verhoogde integratie van HEB tot gevolg zal hebben. Het is de meest kostenefficiënte en haalbare oplossing op deze horizon. Richting 2030 en later is deze eerste fase versterking echter niet voldoende, vandaar dat een tweede fase versterking ter goedkeuring voorgelegd wordt op de horizon 2030-2032.

De tweede fase versterking met hoogperformantiegeleiders van het bestaande circuit en toevoeging van een tweede dwarsregeltransformator komt in hoofdzaak tegemoet aan volgende behoeften en drijfveren:

- De integratie van hernieuwbare energieën in het Belgische en Europese energiesysteem;
- Het bevorderen van de Europese marktwerking;
- Noodzakelijk project voor Europese prioriteitscorridor NSI West volgens 5e PCI lijst;
- Oplossing voor Europese systeemnoden op 2030 horizon (Zie §3.2 - Behoeften tot ontwikkeling van grensoverschrijdende en offshore verbindingen).

Het vermaasde AC-netwerk in België en breder in continentaal Europa zal immers enorme hoeveelheden aan hernieuwbare energie moeten integreren, hetgeen verhoogde en meer volatiele stromen op het Europese netwerk tot gevolg zal hebben, waaraan dit project tegemoetkomt. Dit project zorgt immers voor een verhoging van de fysieke transportcapaciteit door plaatsing van hoogperformantiegeleiders en meer flexibiliteit door het beschikken over twee dwarsregeltransformatoren.

Het project biedt een verhoogde graad van interconnectiviteit voor België, in lijn met de ITEG-doelstellingen. Dit zal bijdragen tot verhoogde marktuitwisselingen tussen België en Frankrijk met een verhoogde prijsconvergentie tot gevolg, alsook tot meer optimale Europese marktuitwisselingen. Het beschikken over dwarsregeltransformatoren zal zorgen voor een optimaal gebruik van de capaciteit van bestaande infrastructuur. De beschikbare niet-kostelijke remediërende middelen verhogen voor België, wat een efficiënt beheer van congesties op deze en andere assen mogelijk maakt. Dit is van belang in het kader van het Clean Energy Package en het maximaal ter beschikking stellen van transportcapaciteit voor marktfluxen.

Het project is een noodzakelijk project voor Europese prioriteitscorridor NSI West en is erkend als “project of common interest” op de 5e PCI lijst, gelet op zijn positieve bijdrage aan de Europese welvaart, reductie aan CO_2-emissies en verhoging integratie HEB.

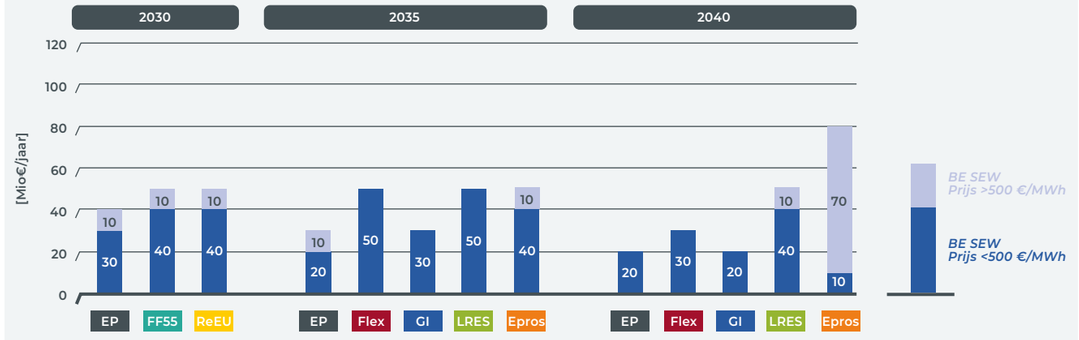
Tot slot heeft zowel ENTSO-E in de studies IoSN 2020 en 2022, als Elia in de KARI-studie (Hoofdstuk 3 – Identificatie van systeembehoeften) verdere onshore versterkingen tussen België en Franrijk geïdentificeerd als noodzakelijk op de 2030 - 2035 horizon, waaraan dit project tegemoetkomt. Voor verdere versterkingsopties op horizon 2035 en later wordt er verwezen naar §6.2 Lange termijn potentieel van de energietransitie.

BEREKENING VAN DE MARKTINDICATOREN VOOR LONNY (FR) – ACHÊNE – GRAMME

Deze sectie geeft een overzicht van de baten die de realisatie van Lonny (FR) – Achêne - Gramme met zich mee brengen, in lijn met de toelichting in §1.4.5 Methode voor de kosten-batenanalyse voor projecten in het horizontaal systeem.

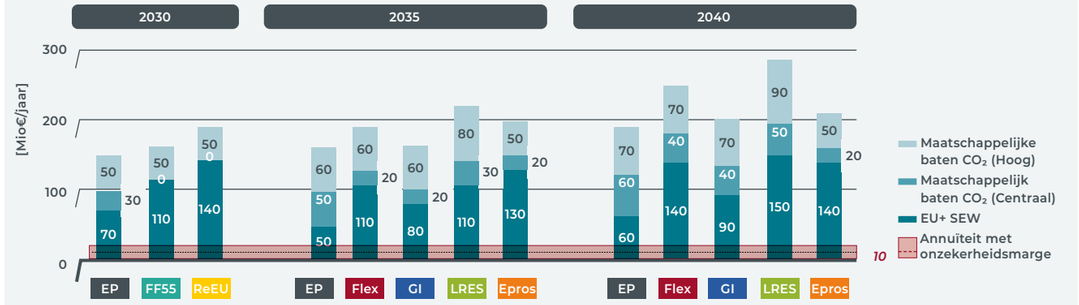
Figuur 4.18 toont de toename van de Belgische socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario’s en horizonten. Een opsplitsing wordt gemaakt tussen de welvaart gegenereerd wanneer de gesimuleerde groothandelsprijs lager is dan 500 €/MWh en deze gegenereerd wanneer de prijs hoger is dan 500 €/MWh. Op deze manier kan er een duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen de welvaart gegenereerd in “normale” omstandigheden en deze tijdens “schaarste” of “bijna-schaarste”.

FIGUUR 4.18: BELGISCHE WELVAART GEGENEREERD DOOR REALISATIE VAN HET PROJECT LONNY – ACHÊNE – GRAMME



Figuur 4.19 toont de toename van de Europese socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario’s en horizonten. Hierbij worden ook de additionele baten voor de samenleving, ten gevolge van de reductie in CO_2¬-emissies weergegeven. Figuur 4.20 toont de bijhorende reductie in CO_2-emissies en de toegenomen integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem.

FIGUUR 4.19: EUROPESE WELVAART GEGENEREERD DOOR REALISATIE VAN HET PROJECT LONNY – ACHÊNE – GRAMME



De resultaten van de welvaartsanalyse voor het project LAG tonen een hoge en stabiele welvaartscreatie over alle scenario’s heen, voor zowel België als Europa. De vergelijking met de project-annuïteit toont ook een zeer positieve kosten-baten verhouding over alle scenario’s heen. De algemene tendens is duidelijk dat een hogere penetratie van hernieuwbare energie en elektrificatie de welvaartscreatie van deze grensversterking omhoogstuwen, zowel op Belgisch niveau als op Europees niveau. De cijfers betekenen ook een significante verbetering ten opzichte van het vorige Federaal Ontwikkelingsplan.

In **2030** laat de toename van marktuitwisselingscapaciteit toe om energie te importeren, geproduceerd door de Franse kerncentrales, waarbij deze deels de productie van gasgestookte eenheden in België vervangen. Op deze horizon is de welvaartscreatie het grootst in het “ReEU”-scenario, zelfs met 2 GW nucleaire capaciteit in België. Dit wordt verklaard door een groot gemiddeld absoluut prijsverschil tussen beide landen (§2.1.7.2. Evolutie van de prijsverschillen op de groothandelsmarkt voor elektriciteit) en de grote stijging van de elektrische belasting in dit scenario door een doorgedreven elektrificatie van het systeem. Gezien de verhoogde assump-

ties wat betreft de ontwikkeling van capaciteit aan hernieuwbare energieproductie, stijgt hier ook de integratie van HEB-energie vergeleken met de andere scenario's terwijl de reductie van CO_2- emissies eerder constant blijft. Gezien de ETS-prijs van CO_2 in dit scenario hoger ligt dan de sociale kost van CO_2 in de centrale inschatting, zijn hier geen additionele baten aan verbonden.

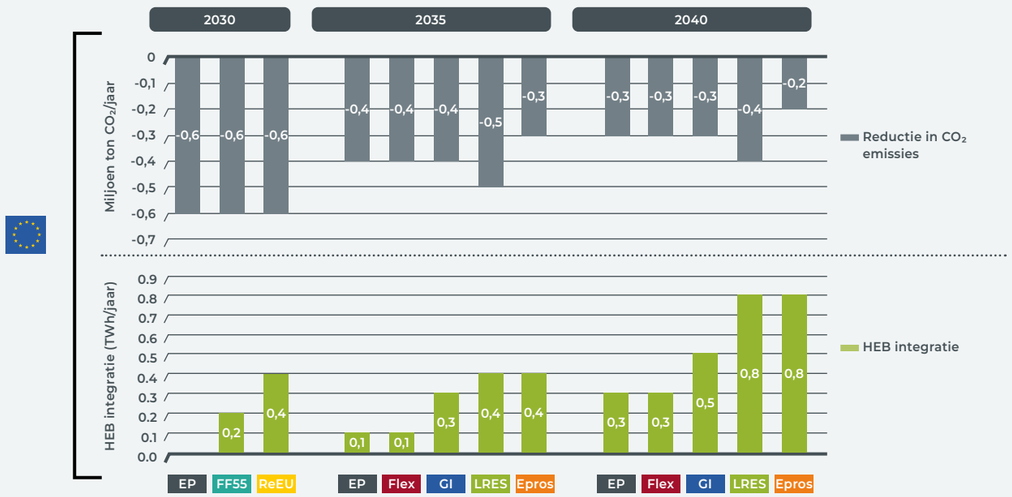
Op basis van TYNDP20, op de horizon 2030, zorgt deze versterking op de as Lonny-Achêne-Gramme voor een substantiële bijdrage op Europees niveau aan de reductie van de CO_2-emissies (0,9 – 1,2 MTon/jaar) en een verhoogde HEB-integratie (ca. 157 GWh/jaar) alsook aan socio-economische welvaart (59M€ - 73M€/jaar) in het "National Trends" scenario. Voor de scenario's "Global Ambition" en "Distributed Energy" bedragen de waarden respectievelijk 87 M€ en 160 M€ voor wat betreft de SEW en 0,9 respectievelijk 1,4 Mton reductie in CO_2-emissies. Deze resultaten liggen in de lijn van de hierboven getoonde resultaten.

Op de horizon **2035** daalt de welvaartscreatie lichtjes in België voor het "Established Policies"-scenario, maar blijft stabiel of neemt toe in alle andere scenario's. De scenario's met meer elektrificatie en meer hernieuwbare energie tonen duidelijk een hogere welvaartscreatie. Naast de competitieve positie die Frankrijk kan innemen door de beschikbare nucleaire capaciteit, draagt deze interconnector dus ook duidelijk bij tot de integratie van meer hernieuwbare energie. De vermindering van curtailment van hernieuwbare energie kan immers oplopen tot 0,4 TWh. Opmerkelijk is dat een toegenomen flexibiliteit in het "Flex" scenario niet leidt tot een daling van de welvaart op Belgisch niveau, terwijl dit effect op Europees niveau wel een rol lijkt te spelen.

Tegen **2040** wordt de toenemende penetratie van hernieuwbare energie een steeds belangrijkere drijfveer, getuige daarvan de toename van integratie van HEB (vnl. zonne-energie in Zuid-Europa) ten gevolge van de realisatie van deze interconnector. Op Europees niveau is een stijging van de welvaart waarneembaar voor alle scenario's. Op Belgisch niveau, is in het algemeen een stabilisatie of lichte daling van de socio-economische welvaart zichtbaar. Echter, in het algemeen overschrijden de gecreëerde baten de kosten nog steeds aanzienlijk.

Voor wat betreft het "E-prosumers"-scenario kan vastgesteld worden dat er een zeer sterke welvaartscreatie is, in de situaties waarbij de marktprijs het niveau van 500 €/MWh overschrijdt. Dit is het gevolg van een aantal uitzonderlijke (bijna-schaarste) situaties waarin de prijs in België erg hoog kan oplopen en er door de interconnector energie aan een lagere kostprijs ter beschikking gesteld kan worden. Het valt op dat in het "Flex"-scenario dit fenomeen niet aanwezig is, wat aangeeft dat dit resultaat het gevolg is van specifieke marktsituaties die in dit scenario ontstaan. Dit resultaat bevestigt het nut van de nieuwe voorstelling waarin de welvaart gesplitst wordt in prijzen lager dan 500 Euro/MWh en hoger dan 500 Euro/MWh. Voor conclusies omtrent de interconnector op momenten met de meest voorkomende marktwerking zijn dan ook vooral de resultaten waarbij de marktprijs het niveau van 500 €/MWh niet overschrijdt het belangrijkst.

FIGUUR 4.20: REDUCTIE IN CO_2-EMISSIES EN INTEGRATIE VAN HEB TEN GEVOLGE VAN DE REALISATIE VAN HET PROJECT LONNY (FR) – ACHÊNE – GRAMME



4.3.2. VERSTERKING VAN EYCK – MAASBRACHT (NL)

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Versterking Van Eyck – Maasbracht (NL)	Upgrade lijnen met HTLS-geleiders en bijkomende dwarsregeltransformatoren 380 kV	9	Ja	Indicatief	2032-2034	In Studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het project Van Eyck – Maasbracht (NL) heeft volgende drijfveren:

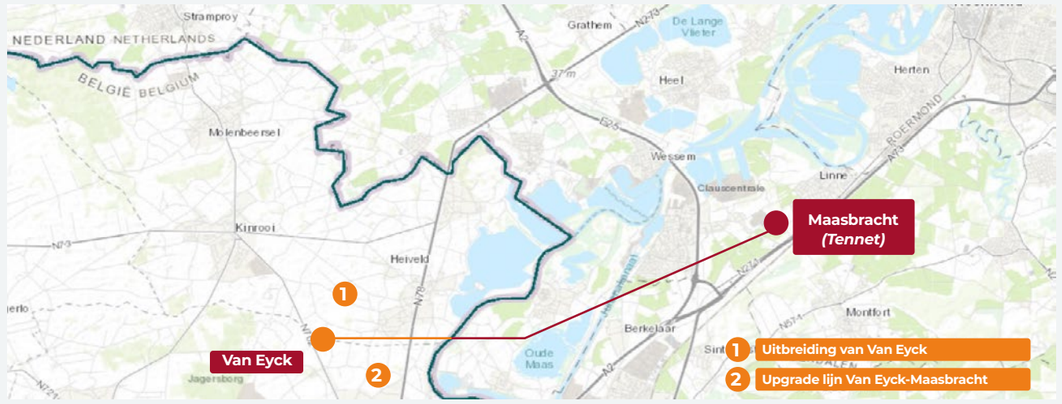
1. Het bevorderen van de Europese marktwerking;
2. De integratie van hernieuwbare energieën in het Belgische en Europese energiesysteem;
3. Het verhogen van de bevoorradingszekerheid.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Dit project omvat de versterking van de transportcapaciteit van de twee luchtlijnverbindingen 380 kV tussen de onderstations Van Eyck in België en Maasbracht in Nederland. De beoogde oplossing voor deze versterking is het vervangen van de huidige geleiders door hoogperformantiegeleiders en de mogelijke plaatsing van twee bijkomende dwarsregeltransformatoren. Het volledige 380 kV onderstation Van Eyck wordt opgewaardeerd naar een kortsluitvermogen van 63 kA.

Het beschikken over dwarsregeltransformatoren zal bijdragen tot een optimaal gebruik van de capaciteit van bestaande infrastructuur. Het efficiënt beheer van congesties op deze en andere assen wordt noodzakelijker in het kader van het Clean Energy Package en het maximaal ter beschikking stellen van transportcapaciteit voor marktfluxen.

FIGUUR 4.21: VERSTERKING VAN EYCK - MAASBRACHT



Een versterking van de interne netten, aan beide zijden van de verbinding, is nodig voorafgaandelijk aan de versterking van de grensoverschrijdende verbinding, om het optreden van interne congesties te vermijden. Langs Belgische kant is de HTLS-upgrade nodig van de 380 kV-lijnen tussen de onderstations Van Eyck en Gramme.

Het project werd in de IoSN van het TYNDP2020 en het TYNDP2022 [ENT-2] geïdentificeerd als waardevol voor het Europese elektrische systeem, wat eveneens bevestigd werd door vernieuwde studies (zie § 3.2 - Behoeften tot ontwikkeling van grensoverschrijdende en offshore verbindingen).

Het project dient verder te worden bestudeerd met Tennet en gecoördineerd met de evolutie op de Nederlands-Duitse grens.

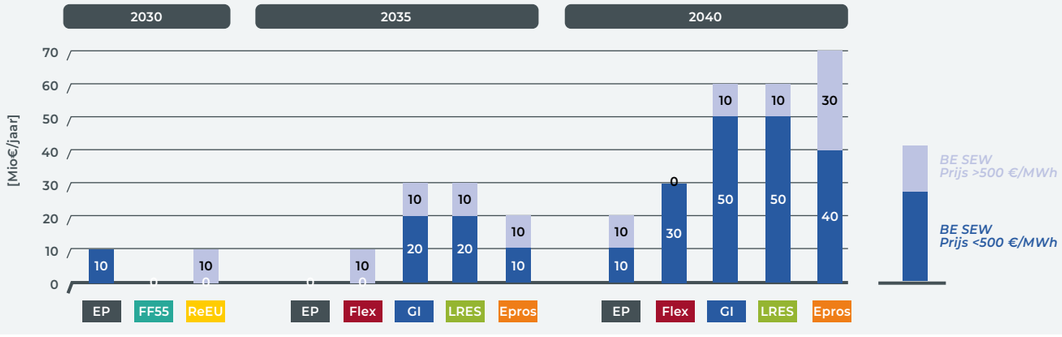
De versterking tussen Van Eyck en Maasbracht (NL) is in studie met een beoogde indienstname in de periode 2032-2034.

BEREKENING VAN DE MARKTINDICATOREN VAN DE VERSTERKING VAN EYCK - MAASBRACHT

Deze sectie geeft een overzicht van de baten die de realisatie van de versterking Van Eyck-Maasbracht met zich mee brengt, in lijn met de toelichting in §1.4.5 Methode voor de kosten-batenanalyse voor projecten in het horizontaal systeem.

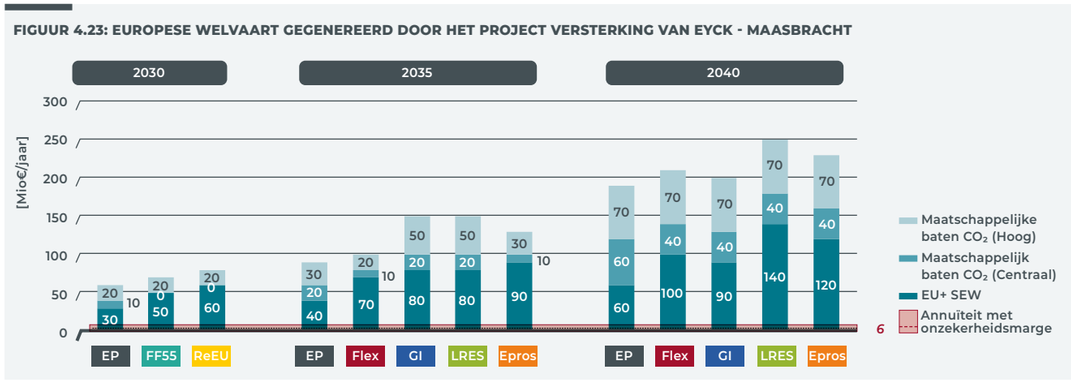
Figuur 4-22 toont de toename van de Belgische socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Een opsplitsing wordt gemaakt tussen de welvaart gegenereerd wanneer de gesimuleerde groothandelsprijs lager is dan 500 €/MWh en deze gegenereerd wanneer de prijs hoger is dan 500 €/MWh. Op deze manier kan er een duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen de welvaart gegenereerd in "normale" omstandigheden en deze tijdens "schaarste" of "bijna-schaarste".

FIGUUR 4.22: BELGISCHE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT VERSTERKING VAN EYCK - MAASBRACHT



Figuur 4-23 toont de toename van de Europese socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Hierbij worden ook de additionele baten voor de samenleving, ten gevolge van de reductie in CO_2-emissies weergegeven. Figuur 4-24 toont de bijhorende reductie in CO_2-emissies en de toegenomen integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem.

FIGUUR 4.23: EUROPESE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT VERSTERKING VAN EYCK - MAASBRACHT



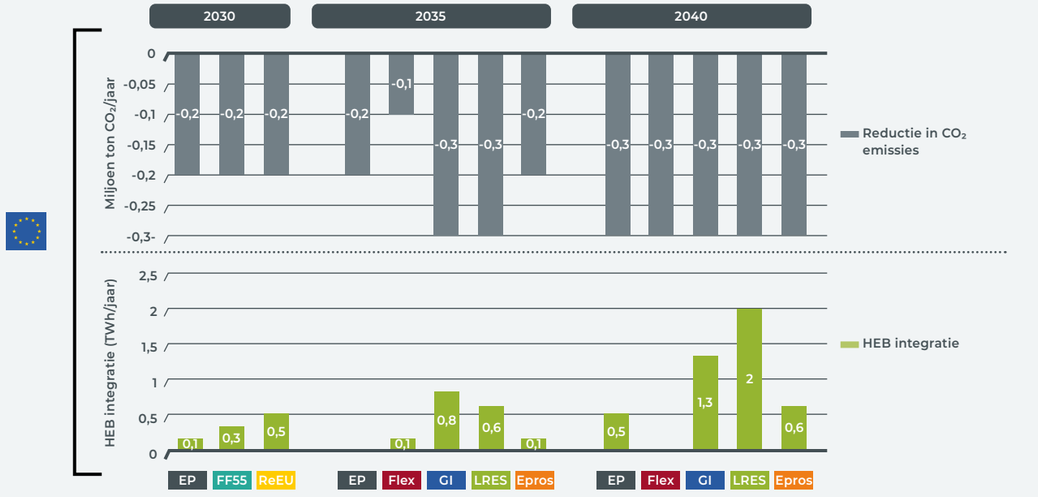
De resultaten van de welvaartsanalyse voor het project "Versterking Van Eyck - Maasbracht" tonen een zeer beperkte welvaartscreatie voor België op de horizon 2030. Vanaf 2035 neemt de welvaartscreatie toe om dan naar 2040 zeer sterk te stijgen. De welvaartscreatie gaat hand in hand met de toename van hernieuwbare energie (voornamelijk offshore wind) in Nederland. Zo evolueert in het "LSeRES"-scenario het geïnstalleerde vermogen aan offshore windenergie in Nederland van 36 GW in 2035 naar 55 GW in 2040.

Het verder uitbreiden van de marktuitwisselingscapaciteit met Nederland, zorgt ervoor dat België een deel van deze hernieuwbare energie kan invoeren, in de veronderstelling dat er geen interne congesties zijn in het Nederlandse netwerk.

Deze vaststelling wordt verder ondersteund door Figuur 4-24, waarin kan vastgesteld worden dat de integratie van hernieuwbare energie, ten gevolge van de versterking Van Eyck - Maasbracht toeneemt met de tijd, waarbij de sterkste stijging zich tussen 2035 en 2040 bevindt.

Figuur 4-23 toont een stabiele welvaartcreatie van het project in Europa over alle scenario's heen. De vergelijking met de project-annuïteit toont een positieve kosten-baten verhouding voor Europa. De algemene tendens is duidelijk dat een hogere penetratie van hernieuwbare energie de welvaartscreatie ten gevolge van deze grensversterking omhoogstuwt. Deze penetratie is het sterkst uitgesproken in de latere tijdshorizonten.

FIGUUR 4.24: REDUCTIE IN CO_2-EMISSIES EN INTEGRATIE VAN HEB TEN GEVOLGE VAN DE REALISATIE VAN DE VERSTERKING VAN EYCK – MAASBRACHT



De resultaten van deze CBA onderbouwen verder de keuze om het project "Versterking Van-Eyck Maasbracht" tegen 2034 te realiseren, wat tevens ook in lijn is met de uitvoeringstermijnen van de nodige interne versterkingen aan Belgische zijde. Het is echter van belang om hierbij de gemaakte veronderstellingen met betrekking tot de uitrol van hernieuwbare energie in Nederland, en de nodige interne versterkingen aldaar, verder op te volgen, vooraleer over te gaan tot de aanvraag van goedkeuring van het project. In dit Federaal Ontwikkelingsplan is dan ook gekozen om de status "Indicatief" te behouden.

4.3.3. TWEEDE INTERCONNECTOR BELGIË – DUITSLAND

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Tweede interconnector België – Duitsland	Nieuwe HVDC interconnectie Duitsland – België	10	Ja	Indicatief	2037-2038	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Voorliggend project bevindt zich in studiefase en betreft de studie naar een tweede interconnectie tussen België en Duitsland.

Het project heeft de volgende drijfveren:

1. Faciliteren van de Europese marktintegratie en prijsconvergenties tussen België en Duitsland door het vergroten van het uitwisselpotentieel tussen beide landen;
2. Integratie van hernieuwbare elektriciteit in het Belgisch energiesysteem, o.a. komende van de Duitse offshore windparken in de Noordzee en de Baltische zee, wat leidt tot een algemene verlaging van de CO_2-emissies in zowel België als Duitsland.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

ALEGrO, de eerste interconnectie tussen België en Duitsland, werd in dienst genomen in november 2020. Hierop volgend onderzoeken Elia en de Duitse transmissienetbeheerder Amprion de ontwikkeling van een potentiële tweede interconnectie tussen beide landen.

De referentie-oplossing is een ondergrondse kabelverbinding van 1 GW op gelijkstroom (HVDC). Verdere studie, die bilateraal wordt uitgevoerd tussen Elia en Amprion, moet echter uitwijzen of een referentie-oplossing van 1 GW behouden blijft, of dat er wordt overgegaan naar een oplossing met hogere vermogens. Deze studie dient ook uit te wijzen welke aansluitingspunten worden weerhouden, rekening houdend met de impact (eventuele congesties) op de interne netten van beide landen. Het resulterende tracé van de nieuwe verbinding is immers niet noodzakelijk hetzelfde als dat van de eerste interconnectie tussen België en Duitsland, ALEGrO. De studie beoogt het bekomen van een optimale oplossing, rekening houdend met diverse maatschappelijke, technische en economische randvoorwaarden. Het actualiseren van de kosten-baten analyse maakt hier deel van uit.

Afhankelijk van het gekozen aanlandingspunt zullen, ten gevolge van de bepalingen in het Clean Energy Package, eerst interne netversterkingen moeten plaatsvinden voordat deze tweede interconnectie kan worden aangesloten het Belgische en Duitse hoogspanningsnet. Voor België zijn versterkingen van de assen Gramme – Van Eyck en Gramme – Courcelles minimaal nodig om voldoende transportcapaciteit te verzekeren voor dit project indien het onderstation te Gramme als aansluitingspunt zou worden weerhouden. Rekening houdend met de planning van de interne versterkingen wordt vandaag uitgegaan van een indienstname in de periode 2037-2038.

Het project wordt verder bestudeerd met het oog op een eventuele toekomstige opname ter goedkeuring in een volgend federaal ontwikkelingsplan.

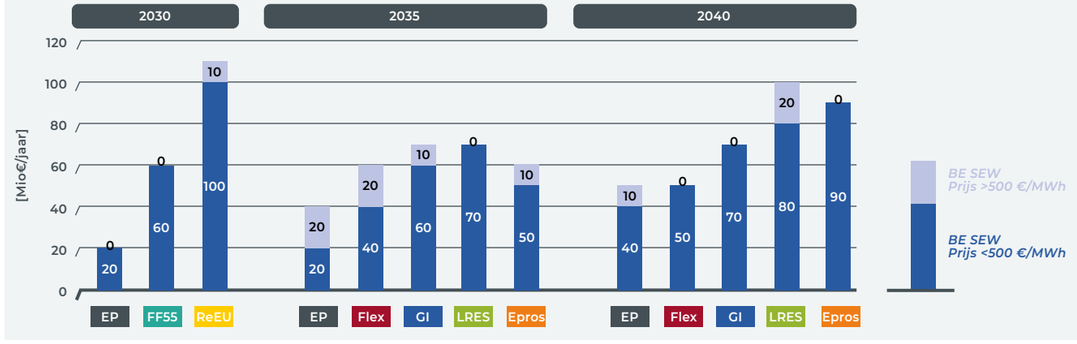
Voor wat betreft de uitbating van deze link, is het de bedoeling om verder te bouwen op de succesvolle implementatie van ALEGrO in het vermaasde net.

BEREKENING VAN DE MARKTINDICATOREN VOOR DE TWEEDE INTERCONNECTOR BELGIË - DUITSLAND

Deze sectie geeft een overzicht van de baten die de realisatie van de tweede interconnector België - Duitsland met zich mee brengt, in lijn met de toelichting in §1.4.5 Methode voor de kosten-batenanalyse voor projecten in het horizontaal systeem.

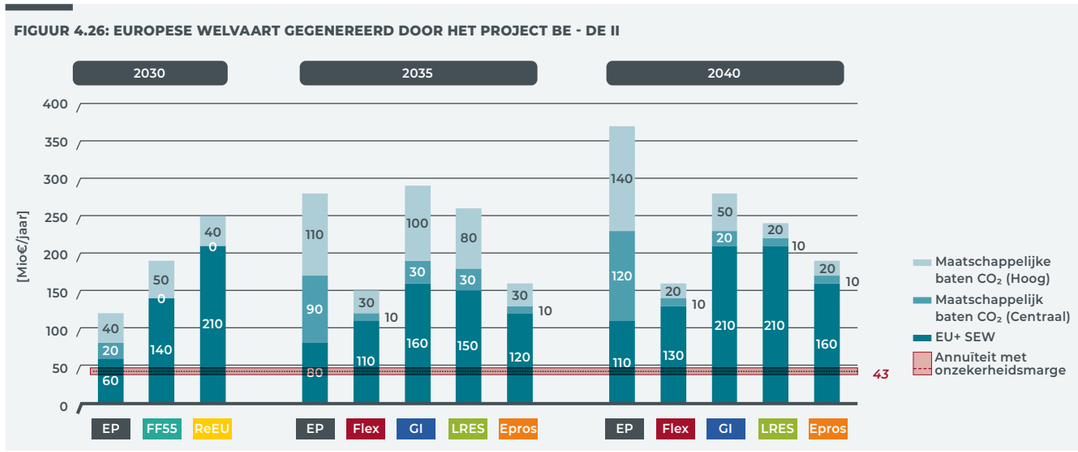
Figuur 4-25 toont de toename van de Belgische socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Een opsplitsing wordt gemaakt tussen de welvaart gegenereerd wanneer de gesimuleerde groothandelsprijs lager is dan 500 €/MWh en deze gegenereerd wanneer de prijs hoger is dan 500 €/MWh. Op deze manier kan er een duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen de welvaart gegenereerd in "normale" omstandigheden en deze tijdens "schaarste" of "bijna-schaarste".

FIGUUR 4.25: BELGISCHE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT BE - DE II



Figuur 4-26 toont de toename van de Europese socio-economische welvaart, voor de verschillende scenario's en horizonten. Hierbij worden ook de additionele baten voor de samenleving, ten gevolge van de reductie in CO_2-emissies weergegeven. Figuur 4-27 toont de bijhorende reductie in CO_2-emissies en de toegenomen integratie van hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem.

FIGUUR 4.26: EUROPESE WELVAART GEGENEREERD DOOR HET PROJECT BE - DE II



De realisatie van de tweede interconnector tussen België en Duitsland genereert, vanuit Belgisch perspectief, in alle scenario's een aanzienlijke welvaartstoename. Vanuit Belgisch perspectief, is voor het "Established Policies" scenario de kosten-baten verhouding op de 2030 en 2035 horizon echter nog negatief, maar wordt op de lange termijn wel positief. Voor de andere scenario's en horizonten is de kosten-baten verhouding steeds positief.

Een bijzonder fenomeen voor deze interconnector is dat de welvaartscreatie in 2030 voor het "REPowerEU scena-

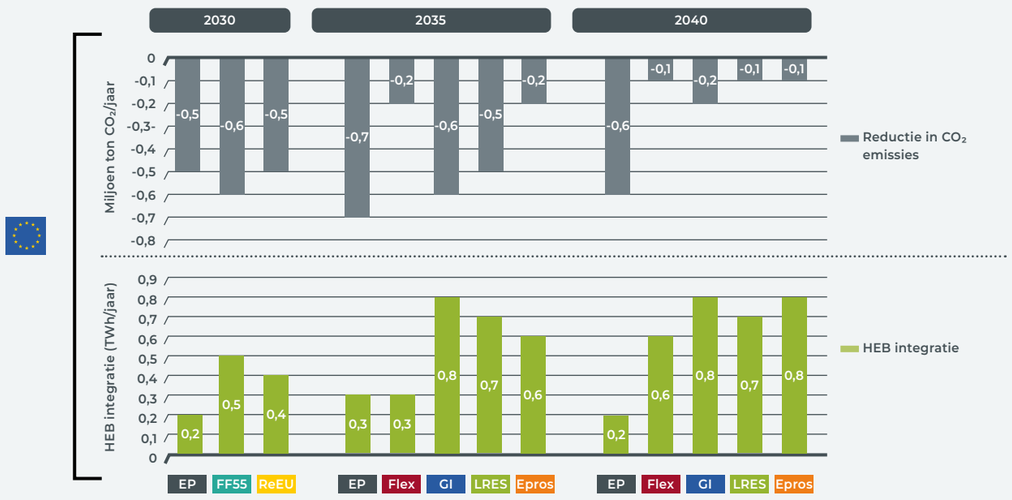
rio" erg hoog ligt. Dit is het gevolg van de assumpties met betrekking tot een zeer grote toename van hernieuwbare energie in Duitsland (§2.1.6.3 Gedetailleerde assumpties voor specifieke landen binnen Europa) en een grote belastingstoename in België.

Op Europees niveau zijn de tendensen gelijklopend met de welvaartscreatie op Belgisch niveau met in het algemeen een hoge welvaartscreatie.

Het valt hier wel op dat de welvaartscreatie in het "E-prosumers" scenario lager ligt dan in de "Global Import" en in "Large-scale E-RES".

De welvaartscreatie lijkt dan ook sterk gedreven te zijn door de integratie van hernieuwbare energie in het Europese systeem.

FIGUUR 4.27: REDUCTIE IN CO_2-EMISSIES EN INTEGRATIE VAN HEB TEN GEVOLGE VAN DE REALISATIE VAN BE-DE II



Zoals reeds hierboven gemeld, moeten eerst interne netversterkingen, in beide landen plaatsvinden voordat deze tweede interconnectie kan worden aangesloten op het Belgische en Duitse hoogspanningsnet. Voor dit ontwikkelingsplan blijft de status "Indicatief" dan ook behouden.

ALEGrO als facilitator van flexibiliteit in de markt

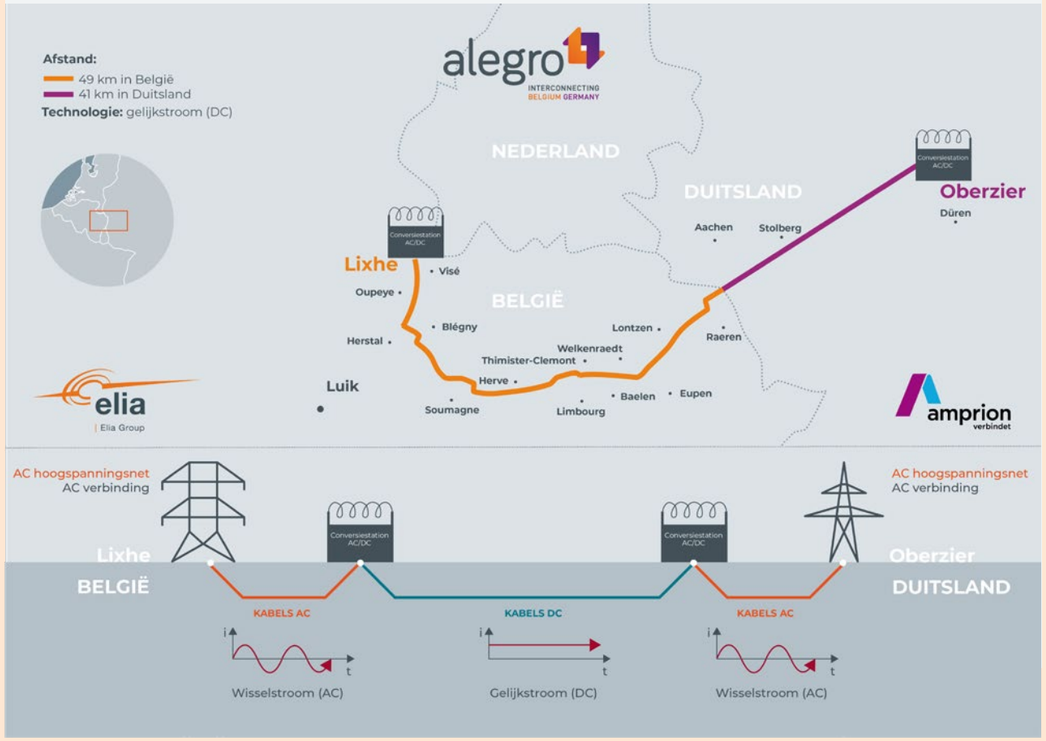
Op 18 november 2020 werd de eerste grensoverschrijdende verbinding tussen België (onderstation Lixhe) en Duitsland (onderstation Oberzier) in dienst genomen. Het betreft een 1 GW ondergrondse verbinding in HVDC-technologie.

Het is de eerste elektrische verbinding tussen beide landen en de uitvoering in HVDC-technologie zorgt voor een specifieke uitbating van deze grensoverschrijdende verbinding vergeleken met de andere AC grensoverschrijdende verbindingen in het Noorden en het Zuiden van België.

Gezien de ALEGrO verbinding een grensoverschrijdende verbinding is, dient deze geïntegreerd te worden in de marktalgoritmes en -tools die de grensoverschrijdende uitwisselingen van energie vaststellen. Aangezien de "day-ahead markt", waarin de bepaling van de grensoverschrijdende uitwisselingen van energie voor de volgende dag worden vastgelegd, de belangrijkste tijdshorizon is voor de elektriciteitsmarkt in termen van verhandeld volume, was dit ook de belangrijkste prioriteit voor de marktintegratie van deze verbinding.

De principes die toegepast werden bij andere HVDC-verbindingen die aan ALEGrO voorafgegaan zijn, konden echter niet toegepast worden in dit kader. De ALEGrO verbinding diende namelijk ingepast te worden in een synchroon vermaasd wisselstroom netwerk, in tegenstelling tot eerdere grensoverschrijdende HVDC-verbindingen, die de verbinding vormden tussen onafhankelijke of geografisch uitgespreide wisselstroomnetten.

FIGUUR 4.28: DE ALEGRO INTERCONNECTOR TUSSEN BELGIË EN DUITSLAND



Er diende dus een nieuwe methode, om ALEGrO te integreren in de elektriciteitsmarkt uitgewerkt te worden op basis van volgende objectieven:

1. **Veilige uitbating van het net**
   Het gebruik van ALEGrO mag geen aanleiding geven tot overbelastingen in het omliggende vermaasde wisselstroomnet. Tevens moet de methodologie ook rekening houden met een onverwachte uitschakeling van deze verbinding en de hieruit volgende herverdeling van de stromen, en mogelijke overbelastingen, in het wisselstroomnet.
2. **Maximalisatie van de gecreëerde welvaart**
   Door de inpassing van ALEGrO in een vermaasd wisselstroomnet worden de stromen in dit net natuurlijk sterk beïnvloed. De keuze voor de HVDC-technologie heeft in dit kader het aanzienlijke voordeel dat de stromen doorheen de verbinding volledig controleerbaar zijn. Hierdoor kan men de grootte van de stroom en de richting doorheen de ALEGrO verbinding zodanig instellen dat de stromen in het wisselstroomnet beter verdeeld worden.

Dit leidde uiteindelijk tot de creatie van een nieuwe methodologie, **"Evolved Flow Based"** genaamd. In deze aanpak wordt het set-point[18] van de interconnector opgenomen in het marktkoppelingsalgoritme als variabele, waarbij de impact op het omliggende net en de andere grensoverschrijdende uitwisselingen tegelijk mee gemodelleerd wordt. Dit laat toe om de meest optimale stroom over ALEGrO te bepalen, rekening houdend met de congesties in het wisselstroomnet.

In concreto bepaalt het marktkoppelingsalgoritme de meest optimale verdeling van de stromen tussen het omliggende wisselstroomnet en de HVDC-verbinding om zo de uitwisselingen van energie op alle Belgische grensoverschrijdende verbindingen te maximaliseren. Dit leidt tot een **maximale welvaartscreatie**. Een dergelijke optimalisatie werd nooit eerder gerealiseerd.

Dit kan leiden tot zeer specifieke situaties, waarbij het marktkoppelingsalgoritme resulteert in een stroom doorheen ALEGrO tegenovergesteld aan het prijsverschil tussen België en Duitsland. Hierbij vloeit de stroom van een hoge elektriciteitsprijs naar een lage elektriciteitsprijs. Dit is iets wat niet kan voorkomen bij "klassieke" grensoverschrijdende verbindingen. Dit is echter rechtstreeks het gevolg van het modelleren van de impact op het omliggende wisselstroomnet. In een dergelijke situatie, met "niet-intuïtieve stromen", zullen de stromen doorheen het wisselstroomnetwerk zodanig geoptimaliseerd worden, dat er op andere grenzen in verhouding meer uitwisselingen kunnen plaatsvinden.

Gedurende een periode van 6 maanden voerde Elia een simulatie uit, waarbij de "Evolved Flow-Based" methode zoals toegepast bij ALEGrO, vergeleken werd met de huidige situatie zonder ALEGrO. Het resultaat was dat in deze periode 100 M€ welvaart gecreëerd werd in de CWE-regio (Central-West Europe).

In haar eerste werkingsjaar kon ALEGrO uitstekende resultaten voorleggen, met een beschikbaarheid van 93% en 4,5 TWh uitgewisselde energie. Een overzicht van de belangrijkste resultaten is zichtbaar in volgende tabel:

INDICATOR	EVALUATIE
Gemiddelde "day-ahead flow" over ALEGrO	· Alle tijdstippen: 547 MW · In geval van prijsdivergentie in de CWE-regio: 702 MW · In geval van prijsconvergentie in de CWE-regio: 346 MW
Deel van de tijdstippen met volledig gebruik – 1000 MW - van de verbinding	· 1.000 MW Duitsland → België : 12,1% · 1.000 MW België → Duitsland : 6,2%
Richting van de "day-ahead flow" over ALEGrO	· Duitsland → België : 55% · België → Duitsland : 45%
Deel van de tijdstippen met intuitieve stromen in de day-ahead koppeling	· 92,4%

De hierboven beschreven implementatie is een eerste realisatie van de principes die Elia voorstelt met het "**Flex-in Market**" [ELI-15][19] design.

18 Instelling van de richting en grootte van de stroom.
19 Future proofing the EU energy System, Elia 2019.

4.4 Creatie van onthaalcapaciteit

4.4.1. NIEUW ONDERSTATION BAEKELAND

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Nieuw onderstation Baekeland	Nieuw onderstation 380 kV inclusief transformator(en) 380/150 kV 555 MVA voor het creëren van onthaalcapaciteit voor de elektrificatie in het Gentse havengebied en beter beheer van de stromen op het 380 kV net	11	Nee	Ter goedkeuring	2026-2030	Gepland

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

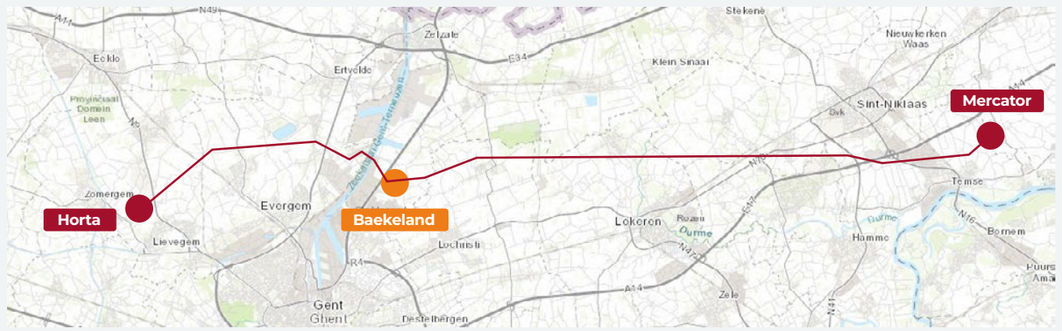
Het project Baekeland heeft volgende drijfveren:

1. De mogelijkheid creëren om lokale netgebruikers (zowel productie als afname) aan te sluiten op het 380 kV-net (Zie ook §3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België).
2. De versterking van het lokale net 150 kV door middel van bijkomende transformatoren 380/150 kV.
3. Locatie voor het plaatsen van stroomregelende uitrustingen die nodig zijn voor het optimaliseren van de stromen in de lus: Horta-Mercator-Courcelles-Avelgem. De plaatsing hiervan is voorzien in lijn met de timing van het project Boucle Du Hainaut.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

In de haven van Gent wordt een nieuw onderstation 380 kV Baekeland opgericht. Het onderstation wordt ingelust in de twee HTLS-lijnen tussen Horta en Mercator. Om de betrouwbaarheid van het onderstation te verhogen en het volume aan SF6 zoveel mogelijk te beperken, wordt het onderstation opgebouwd uit een combinatie van GIS- en AIS-installaties. Deze keuze laat toe om 9 ton aan SF_6 gas uit te sparen.

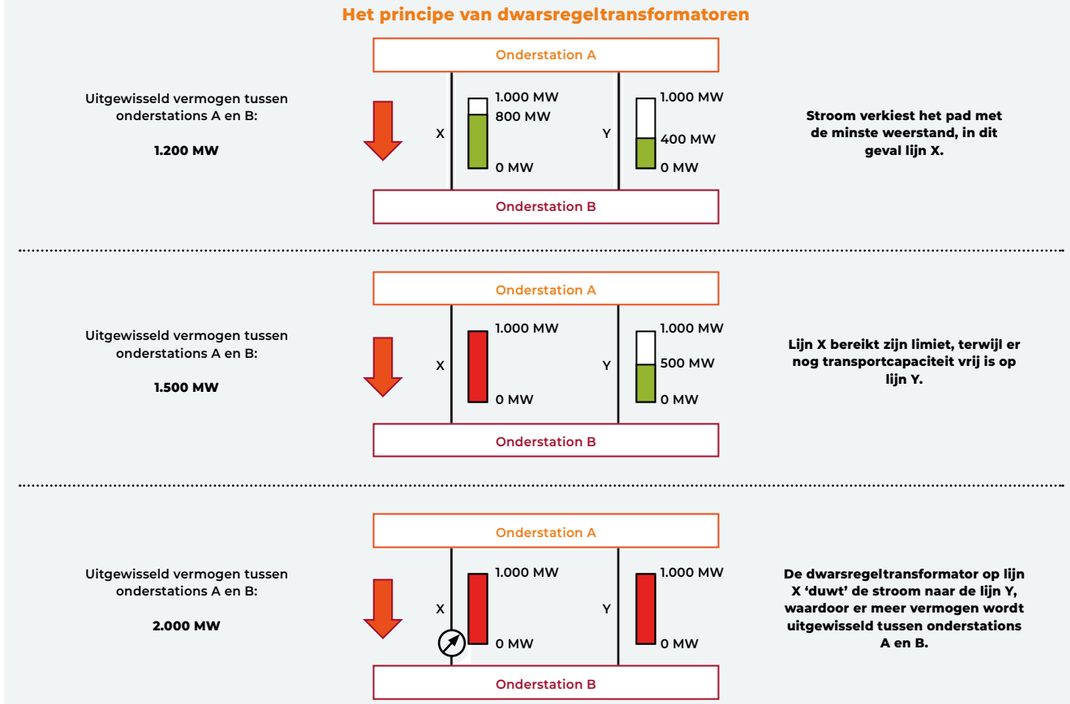
FIGUUR 4.29: LOCATIE VAN HET NIEUWE ONDERSTATION 380 KV BAEKELAND

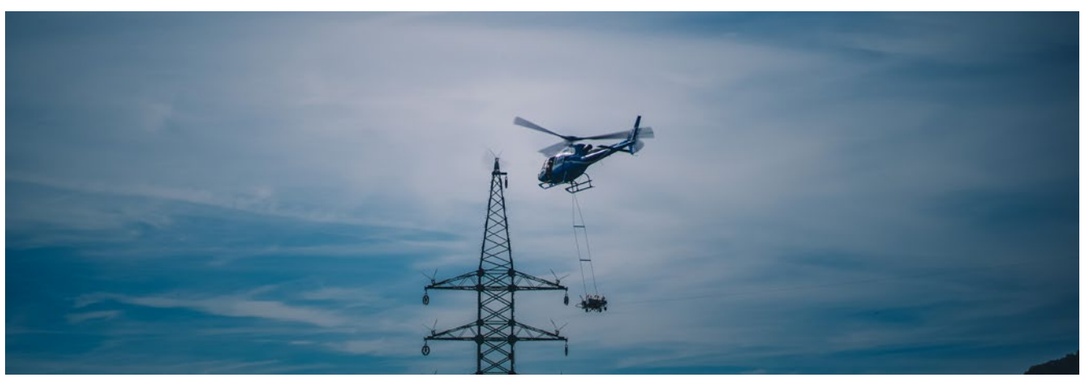


Baekeland vormt de site waarop een combinatie van seriespoelen en dwarsregeltransformatoren geplaatst zullen worden. In een eerste fase worden de spoelen geplaatst. In een tweede fase, in lijn met de timing van het project Boucle du Hainaut, worden de dwarsregeltransformatoren geplaatst. Het gebruik van de seriespoelen in combinatie met de dwarsregeltransformatoren laat toe om de karakteristieken van de dwarsregeltransformatoren te versoepelen. Ze worden daardoor kleiner en technisch minder complex, wat maakt dat ze gemakkelijker te bouwen en te transporteren zijn.

De combinatie seriespoelen en dwarsregeltransformatoren maakt het mogelijk om de stromen doorheen het 380 kV-net beter te sturen en beter te verdelen tussen de as Horta-Mercator en de as Avelgem-Courcelles. De eerste fase van het project Baekeland is in studie met een beoogde indienstname in 2026. De timing van de tweede fase zal afgestemd worden op de timing van Boucle du Hainaut.

FIGUUR 4.30: ILLUSTRATIEF VOORBEELD VAN HET NUT VAN STROOMREGELENDE UITRUSTINGEN





4.4.2. VERDERE AANSLUITINGSPUNTEN OP 380 KV

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Verdere aansluitings-punten op 380 kV	Plaatsing van bijkomende 380 kV onderstations in het kader van elektrificatie van de industrie	12	Nee	Ter goedkeu-ring	2028-2034	In studie
	Nieuwe (korte) 380 kV verbindingen in het kader van elektrificatie in industriële regio's	13	Nee	Ter goedkeu-ring	2028-2034	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Binnen het energie-efficiëntie principe (zie ook §2.2 Een geïntegreerd energiesysteem) speelt elektrificatie van bepaalde sectoren een belangrijke rol. Door aan de vraagzijde gebruik te maken van elektriciteit in plaats van andere fossiele energiedragers kan men immers aan efficiëntie winnen, wanneer de volledige keten van productie tot verbruik in acht genomen wordt. Dergelijke elektrificatie leidt in een veel gevallen tot significante besparingen in CO_2-emissies (of equivalenten).

In de behoeftendetectie (zie ook §3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België) werd aangetoond dat elektrificatie van de Belgische Industrie kan leiden tot een zeer grote lokale stijging van het verbruik. Bijkomende aansluitingspunten in het 380 kV netwerk voor rechtstreekse aansluiting van grote verbruikers zijn aldus noodzakelijk. Tevens maakt het overschakelen van de grote netgebruikers van de lagere spanningsniveaus naar een aansluiting op 380 kV capaciteit beschikbaar op deze lagere spanningsniveaus voor de elektrificatie van minder grote verbruikers. Een dergelijke aanpak zal toelaten om de aansluiting van alle netgebruikers sneller en efficiënter te realiseren, met een zo beperkt mogelijke kost voor de samenleving.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

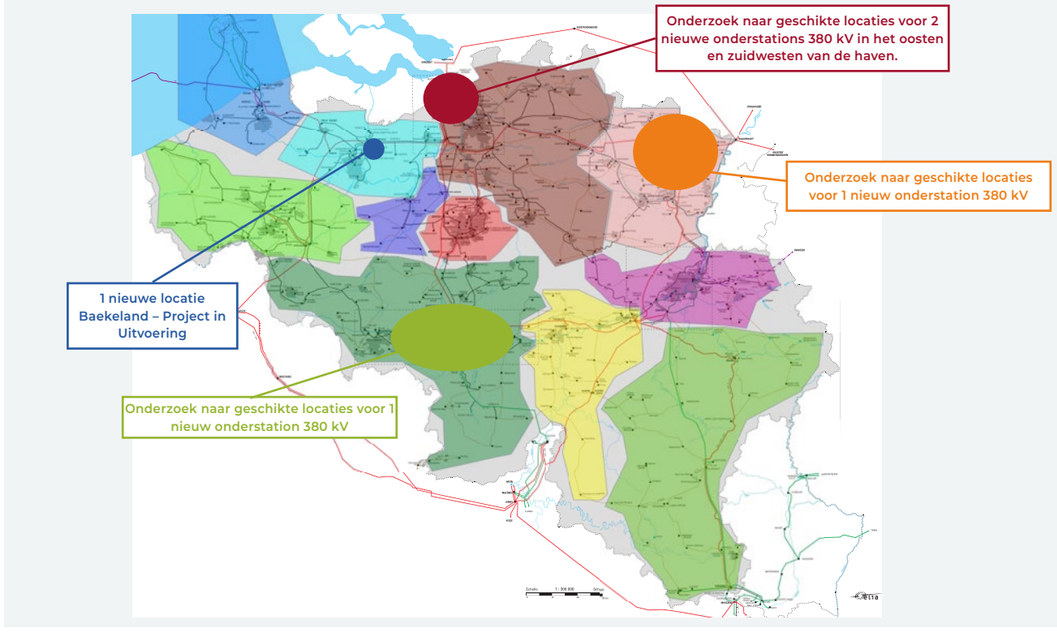
Het ter beschikking stellen van "aansluitingsmogelijkheden" aan deze netgebruikers komt neer op de mogelijkheid tot het aansluiten op een bestaand of nieuw onderstation 380 kV. Historisch gezien werd het 380 kV net vooral ontwikkeld voor het transport van grote vermogens van grote centrale productie-eenheden naar de grote verbruikerscentra en voor de internationale uitwisselingen van elektriciteit. Slechts een zeer klein aantal verbruikers werd rechtstreeks aangesloten op het 380 kV net. Voor de inplanting van de onderstations 380 kV was de mogelijke aansluiting van grote netgebruikers in het verleden dan ook geen drijfveer. Als gevolg is de ligging van een groot aantal van de 380 kV onderstations niet geschikt voor een efficiënte aansluiting van netgebruikers. Andere, meer geschikte onderstations zoals bijvoorbeeld het onderstation Lillo 380 kV, kampen dan weer met beperkingen qua verdere uitbreidingsmogelijkheden. Er zullen dus op het 380 kV netwerk nieuwe onderstations ontwikkeld moeten worden die elk zullen toelaten om meerdere netgebruikers aan te sluiten. Een eerste concreet voorbeeld is de post "Baekeland" (§4.4.1 Nieuw onderstation Baekeland), die aansluitingsmogelijkheden creëert voor grote netgebruikers in de Gentse regio. Op basis van voorgaand vermelde studie (§3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België is de werkhypothese dat er nog een 4-tal bijkomende 380 kV onderstations ontwikkeld dienen te worden op het Belgische grondgebied, en in de tijdshorizon van dit ontwikkelingsplan.

Gezien de doorlooptijd voor het ontwikkelen van dergelijke nieuwe sites typisch (veel) langer duurt dan de ontwikkeling of aanpassing van industriële sites, is anticipatie van deze noden noodzakelijk. In dit kader is Elia reeds een uitgebreid onderzoek gestart om geschikte locaties te bepalen voor de inplanting van deze nieuwe onderstations. Indien veelbelovende sites geïdentificeerd kunnen worden kan Elia overgaan tot het technisch ontwerp van het onderstation, een proactieve aankoop van deze terreinen en starten van de nodige vergunningsprocedures. De technologische afweging met betrekking tot het gebruik van AIS of SF6-gevulde GIS-installaties maakt mee deel uit van de evaluatieparameters voor het bepalen van de geschikte sites. Waar mogelijk qua plaatsinname, zal steeds geanalyseerd worden of een AIS-installatie tot de mogelijkheden behoort, om zo het geïnstalleerde volume aan SF6-gevulde installaties maximaal te beperken. Gezien de grote plaatsinname, is de AIS-oplossing echter niet altijd een optie.

Door het ondernemen van deze acties kan indien nodig snel begonnen worden met de ontwikkeling van deze sites, vanaf het moment dat de vooruitzichten van de netgebruikers voldoende concreet worden.

Binnen dit kader is er ook reeds een algemeen project voorzien voor het realiseren van de verbinding van de betrokken netgebruikers door middel van korte verbindingen met deze nieuwe onderstations.

FIGUUR 4.31: INDICATIEVE (BENADERENDE) WEERGAVE VAN DE ZOEKZONES VOOR DE INPLANTING VAN NIEUWE ONDERSTATIONS 380 KV IN HET KADER VAN DE ELEKTRIFICATIE VAN DE INDUSTRIE



4.4.3. AANSLUITEN NIEUWE EENHEDEN VOOR PRODUCTIE EN OPSLAG

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Aansluiting van nieuwe centrale productie in Awirs	Rimière 380 kV: nieuw veld voor aansluiting van een nieuwe STEG-centrale in Awirs	14	Nee	Ter goedkeuring	2025	Beslist
Aansluiting van nieuwe eenheden voor opslag of productie in Dilsen-Stokkem	Nieuw onderstation 380 kV in Dilsen-Stokkem, voor aansluiting van nieuwe eenheden	15	Ja	Conditioneel	3 à 4 jaar na beslissing	In studie
Aansluiting van nieuwe centrale productie in Tessenderlo	Meerhout 380 kV : nieuw veld voor aansluiting van een nieuwe STEG-centrale in Tessenderlo	16	Nee	Conditioneel	2,5 à 3 jaar na beslissing	In studie
Aansluiting van nieuwe centrale productie in Manage	Courcelles 380 kV: nieuw veld voor de aansluiting van een nieuwe productie-eenheid	17	Nee	Conditioneel	2,5 à 3 jaar na beslissing	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

De aansluiting van elke nieuwe productie-eenheid, op het federale spanningsniveau, voor elektriciteit op het Belgische hoogspanningsnet verloopt volgens een welbepaald aansluitingsproces zoals bepaald in het Federaal Technisch Reglement. Overeenkomstig dit Federaal Technisch Reglement vindt de reservering van productiecapaciteit plaats op een precies tijdstip in het aansluitingsproces. Deze capaciteitsreservering bepaalt aldus vanaf welk tijdstip Elia met de geplande productie-eenheid rekening dient te houden in zijn netwerkanalyses.

Onder meer in het kader van het capaciteitsremuneratie-mechanisme (CRM) [ELI-4] werden de afgelopen jaren meerdere aansluitingsaanvragen ingediend, en voor meerdere van deze aanvragen werd ook daadwerkelijk netcapaciteit gereserveerd en soms ook toegekend. Onderstaande tabel toont de huidig geldende reservaties of toekenningen van onshore capaciteit voor productie en opslag van elektriciteit, groter dan 200 MW, met een toegekende productievergunning, op het moment van publicatie van dit federaal ontwikkelingsplan.

Van deze eenheden voor productie en opslag van energie werden vooralsnog enkel de centrales van Awirs en Seraing geselecteerd in het kader van de eerste CRM-veiling, met name de Y-4 (jaar min vier) veiling voor het eerste leveringsjaar 2025-2026. Elia dient echter, conform het huidig geldende Federaal Technisch Reglement, de nodige aansluitingen in zijn planning te voorzien voor alle gereserveerde & toegekende netcapaciteit, dus ook voor de eenheden die (nog) niet werden geselecteerd in het kader van een CRM-veiling. Zo dient Elia in verdere netstudies ook steeds rekening te houden met alle reeds gereserveerde en toegekende capaciteiten.

GERESERVEERDE NETCAPACITEIT VOOR NIEUWE PRODUCTIE-EENHEDEN ≥ 200 MW, MET PRODUCTIEVERGUNNING				
LOCATIE	AANSLUITPUNT OP HET ELIA NET	PRODUCTIETYPE	VERMOGEN VOLGENS PRODUCTIEVERGUNNING	DATUM TOEKENNING PRODUCTIEVERGUNNING [CRG-1][20]
Awirs	Rimière 380 kV	Gascentrale (type STEG)	875 MW	04/03/2021
Manage	Courcelles 380 kV	Gascentrale (type STEG)	870 MW	16/04/2020
Seraing	Rimière 220 kV	Gascentrale (type STEG)	870 MW	05/05/2021
Tessenderlo	Meerhout 380 kV	Gascentrale (type STEG)	900 MW	24/12/2020
Vilvoorde	Vilvoorde Verbrande Brug 150 kV	Gascentrale (type STEG)	875 MW	16/12/2020

20 Datum van publicatie in het Belgisch Staatsblad.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Voorliggend programma beschrijft de verzameling van projecten die door Elia voorzien worden ter aansluiting van eenheden voor productie en opslag van energie, met een geldende netcapaciteitsreservatie of -toekenning, op het Belgische 380 kV hoogspanningsnet. Specifiek betreft dit projecten die aansluitvelden en/of aansluitingen voorzien voor de aansluiting van deze eenheden.

Merk op dat voorliggende projecten enkel de aansluiting van eenheden op het 380 kV transmissienet betreffen.

AANSLUITING VAN NIEUWE CENTRALE PRODUCTIE IN AWIRS

In het kader van het CRM-mechanisme werd een nieuwe gasgestookte centrale van 875 MW in Awirs (type STEG) geselecteerd in de Y-4 veiling voor 2025. De centrale van Awirs zal worden aangesloten op het 380 kV net in Rimière, met name op het nieuwe 380 kV onderstation dat in Rimière zal worden gerealiseerd, zoals beschreven in §4.5.1.3 m.b.t. geplande versterkingen van de backbone zuid-oost.

Voorliggend project heeft als doel de aansluiting van de STEG-centrale van Awirs op een nieuw veld in het geplande nieuwe, gasgeïsoleerde 380 kV onderstation in Rimière.

Het project wordt ter goedkeuring voorgelegd, met een beoogde indienstname in 2025, gelinkt aan de timing van indienstname van de nieuwe centrale in Awirs.

AANSLUITING VAN NIEUWE EENHEDEN VOOR OPSLAG OF PRODUCTIE IN DILSEN-STOKKEM

Voorliggend project betreft de aansluiting van potentieel toekomstige, nieuwe eenheden voor opslag of productie in Dilsen-Stokkem op het Belgische hoogspanningsnet.

Voor deze nieuwe eenheden wordt een aansluiting voorzien in de directe omgeving van de as Gramme – Van Eyck. Hiervoor voorziet dit project:

- Een nieuw, gasgeïsoleerd 380 kV onderstation Dilsen waarop de eenheden rechtstreeks zullen worden aangesloten;
- Het integreren van dit nieuwe 380 kV onderstation Dilsen d.m.v. doorlussing van de as Gramme – Van Eyck via dit onderstation.

Het project wordt conditioneel voorgelegd, en wordt gelanceerd op het moment van een definitieve beslissing betreffende realisatie van nieuwe eenheden in de regio. De planning van het project beoogt een indienstname 4 jaar na het vallen van deze beslissing.

AANSLUITING VAN NIEUWE CENTRALE PRODUCTIE IN TESSENDERLO

Voorliggend project betreft de aansluiting van een potentiële nieuwe gasgestookte centrale van 900 MW in Tessenderlo (type STEG) op het Belgische hoogspanningsnet.

De centrale van Tessenderlo zal, indien gerealiseerd, via een ondergrondse kabelverbinding worden aangesloten op het nabijgelegen 380 kV onderstation van Meerhout. Hiertoe dient een nieuw veld gerealiseerd te worden in dit onderstation te Meerhout, alsook een uitbreiding van de railstellen in dit onderstation.

Het project wordt conditioneel voorgelegd, en wordt gelanceerd op het moment van een definitieve beslissing betreffende realisatie van de eventuele nieuwe centrale in Tessenderlo. De planning van het project beoogt een indienstname 2,5 à 3 jaar na het vallen van deze beslissing.

AANSLUITING VAN NIEUWE CENTRALE PRODUCTIE IN MANAGE

Voorliggend project betreft de aansluiting van een potentiële nieuwe gasgestookte centrales op het Belgische hoogspanningsnet:

- Centrale in Manage van 870 MW (type STEG)

Deze centrale zal, indien gerealiseerd, via een ondergrondse kabelverbinding worden aangesloten op het nabijgelegen 380 kV onderstation van Courcelles. In het kader van het project Boucle du Hainaut (§4.5.2.2 Boucle Du Hainaut) zal het volledige bestaande, luchtgeïsoleerde 380 kV onderstation in Courcelles worden vervangen worden door een nieuw, gasgeïsoleerd onderstation. Echter, dit nieuwe onderstation zal pas in dienst genomen worden in 2027. Indien de centrale in Manage vroeger in dienst zou komen, dient er dus een tijdelijke aansluiting op het bestaande 380 kV onderstation van Courcelles te worden voorzien. Dit project voorziet dan ook de realisatie van een nieuw veld in het bestaande, luchtgeïsoleerde 380 kV onderstation van Courcelles, inclusief een uitbreiding van dit bestaande onderstation.

Het project wordt conditioneel voorgelegd, aan de realisatie van de centrale in Manage, vóór indienstname van het nieuwe gasgeïsoleerde onderstation van Courcelles. Het wordt gelanceerd op het moment van een definitieve beslissing betreffende realisatie van de eventuele nieuwe centrale. De planning van het project beoogt een indienstname 2,5 à 3 jaar na het vallen van deze beslissing.

4.4.4. INTERACTIE TUSSEN HORIZONTAAL EN VERTICAAL SYSTEEM

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Versterking van de transformatiecapaciteit in de regio Gent	Nieuw onderstation 380 kV inclusief transformator(en) 380/150 kV 555 MVA voor het creëren van onthaalcapaciteit voor de elektrificatie in het Gentse havengebied en beter beheer van de stromen op het 380 kV net (zie ook §5.9.3)	11	Nee	Ter goedkeuring	2026	Gepland
Versterking van de transformatiecapaciteit in de regio Antwerpen	Versterking van de transformatiecapaciteit 380/150 kV in Zandvliet-Noordland (zie ook §5.2.4)	18	Nee	Ter goedkeuring	2026	In studie
	Bijkomende versterking van de transformatiecapaciteit naar het 150 kV netwerk in de haven van Antwerpen (zie ook §5.2.4)	19	Nee	Conditioneel	2030	In studie
Versterking van de transformatiecapaciteit in de regio Kempen	Versterking van de transformatiecapaciteit 380/150 kV in Heze (zie ook §5.2.1)	20	Nee	Ter goedkeuring	2030	In studie
	Nieuw onderstation 380 kV en kabel 150 kV richting nieuw onderstation 150 kV te Lommel (zie ook §5.5.1)	21	Nee	Ter goedkeuring	2030	In studie
Versterking van de transformatiecapaciteit in de regio Genk	Versterking van de transformatiecapaciteit 380/150 kV in André Dumont (zie ook §5.5.1)	22	Ja	Ter Goedkeuring	2028	In studie
Versterking van de transformatiecapaciteit in de regio Luik	Nieuw onderstation Rimière 380 kV met de installatie van een derde transformator 380/220 kV van 300 MVA* (zie ook §5.6.4)	23	Nee	Ter goedkeuring	2025	In studie
Versterking van de transformatiecapaciteit in de regio Henegouwen	Realisatie van een nieuw, ingelust onderstation 380 kV in Tergnée, in het kader van een nieuwe klantaansluiting 380 kV en nieuwe klantaansluiting 150 kV (zie ook §5.4.14)	24	Nee	Ter goedkeuring	2027	In studie
	Plaatsing tweede draadstel tussen Tergnée en Saint-Amand (zie ook §5.4.14)	25	Nee	Ter goedkeuring	2027	In studie
	Nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding Avelgem - Courcelles die gedeeltelijk ondergronds gebracht kan worden, inclusief postaanpassingen en versterking van de transformatiecapaciteit in de regio West-Henegouwen (zie ook §5.4.1)*	56	Ja	Gepland	2030	In studie
Versterking van de transformatiecapaciteit in de regio Namen	Lonny-Achêne-Gramme fase 1 – installatie dwarsregelstransformator 380 kV en plaatsing 2e transformator 380/70 kV in Achêne 380kV* (zie ook §5.8.4)	7	Ja	Gepland	2025	In uitvoering

* Sommige projecten in bovenstaande tabel (i.e. Baekeland, nieuw onderstation in Rimière, versterking in West-Henegouwen en versterking in Achêne, Boucle du Hainaut) worden elders in dit hoofdstuk reeds besproken, maar worden hier voor de volledigheid herhaald, gezien ze ook hier een belangrijke rol spelen.

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het interne 380 kV transmissienet heeft niet enkel tot doel de oost-west en noord-zuid fluxen over lange afstanden te transporteren en de nodige onthaalcapaciteit te creëren voor rechtstreekse afname en injectie op het 380 kV net. Het 380 kV net voorziet ook de voeding van de onderliggende netten op lagere spanningsniveaus. Deze regionale netten op lagere spanningsniveaus hebben als primair doel de elektriciteit te transporteren naar de residentiële en industriële verbruikerscentra aangesloten op deze regionale netten. Verder is ook veel productie op deze netten aangesloten, waaronder historisch gezien de meeste thermische centrales alsook meer en meer verspreide productie komende vanuit de distributienetten.

Een welbepaalde transformatiecapaciteit is nodig tussen het 380 kV net (het horizontaal systeem) en de onderliggende regionale netten (het verticaal systeem). Met de verwachte stijging van het elektrische verbruik ten gevolge van de verwachte algemene elektrificatie van de samenleving, is het voorzien van voldoende transformatiecapaciteit erg belangrijk. Deze transformatiecapaciteit is zeer afhankelijk van de hoeveelheid productie en het verbruik op de regionale netten, en dient dus regio per regio bekeken te worden. Een tweede drijfveer voor een toenemende transformatiecapaciteit is het opsplitsten van de netten 150 kV (zie ook Algemene visie op de ontwikkeling van de netten van 220 kV, 150 kV en 110 kV).

Rekening houdend met verwachte stijgingen in lokaal verbruik en productie, alsook toekomstige verhogingen van stromen algemeen doorheen het Belgisch transmissienet, dient de transformatiecapaciteit van het 380 kV net naar de onderliggende netten op 220, 150, 110 en 70 kV gericht versterkt te worden.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Voorliggende projecten hebben als doel de transformatiecapaciteit in de verschillende regio's gericht te versterken, rekening houdend met verwachte stijgingen in lokaal verbruik en productie. Deze projecten betreffen:

- Het toevoegen van een nieuwe transformator tussen het 380 kV net en een regionaal net op een lager spanningsniveau;
- Indien nodig, het creëren van een nieuw onderstation 380 kV van waaruit de nieuwe transformator gevoed wordt. In dit kader wordt er, qua locatie en inplanting, eveneens gezocht naar mogelijke synergiën met de noodzaak aan nieuwe onderstations 380 kV voor de elektrificatie van de industrie (§4.4.1 en §4.4.2)
- Indien nodig, het creëren van een nieuwe aftakking of inlussing op een bestaande 380 kV as, van waaruit de nieuwe transformator of een nieuw onderstation gevoed wordt.

Deze projecten vormen aldus de link tussen dit hoofdstuk 4 en het volgende hoofdstuk 5, waarin de verdere impact van deze versterkte transformatiecapaciteit op de onderliggende regionale netten in detail wordt toegelicht.

Enkele van deze projecten worden ook kort toegelicht in de volgende delen van dit hoofdstuk (§4.5) betreffende de ontwikkelingen in het 380 kV transmissienet.

Specifiek zijn er projecten voorzien om extra transformatiecapaciteit vanuit het 380 kV net, via nieuwe transformatoren, te creëren:

- Ter hoogte van de Waalse industriële clusters rond Luik (Rimière), in Henegouwen (Tergnée, West-Henegouwen) en in Namen (Achêne).
- Rond de Gentse haven, met de bouw van het nieuwe onderstation Baekeland (§4.4.1);
- Rond de Antwerpse haven, te Zandvliet-Noordland alsook een eventuele verdere versterking op een nog te bepalen locatie;
- Ter hoogte van de Vlaamse industriële clusters rond Genk (André Dumont) en in de Kempen (Heze, Lommel);

Voor versterking van de transformatiecapaciteit in Heze wordt een nieuwe aftakking voorzien op één circuit 380 kV van de as Massenhoven – Meerhout, van waaruit de nieuwe transformator gevoed zal worden.

Voor het creëren van extra transformatiecapaciteit in Lommel wordt een nieuwe aftakking voorzien op de 380 kV as Meerhout – Van Eyck, die de nieuwe transformator zal voeden. De nieuwe transformator wordt geplaatst in een nieuw te realiseren 150 kV onderstation, en zal via een ondergrondse kabel een eveneens nieuw, volwaardig 150 kV onderstation te Lommel voeden.

Voor de versterking van de transformatiecapaciteit in André Dumont wordt het bestaande onderstation 380 kV, dat enkel bestaat uit een transformator die rechtstreeks is aangesloten op een aftakking op de as Gramme – Van Eyck, omgevormd tot een nieuw, volwaardig onderstation 380 kV. Hiertoe wordt tevens een extra 2e draadstel toegevoegd op de bestaande aftakking te Zutendaal op de as Gramme – Van Eyck, waardoor het onderstation in André Dumont volledig kan worden ingelust op één van beide draadstellen van deze as. De nieuwe, tweede transformator in André Dumont zal worden aangesloten op dit nieuwe onderstation 380 kV.

Voor de versterking van de transformatiecapaciteit in Tergnée tenslotte wordt het bestaande onderstation 380 kV, dat enkel bestaat uit 2 transformatoren die rechtstreeks zijn aangesloten op een aftakking te Saint-Amand op de as Gramme – Courcelles, omgevormd tot een nieuw, volwaardig onderstation 380 kV. Hiertoe wordt tevens een extra 2e draadstel toegevoegd op de bestaande aftakking op de as Gramme – Courcelles, waardoor het onderstation in Tergnée volledig kan worden ingelust op één van beide draadstellen van deze as. De nieuwe transformator in Tergnée zal worden aangesloten op dit nieuwe onderstation 380 kV.

4.5 Ontwikkeling van het interne 380 kV net

De hiervoor besproken evoluties zijn enkel mogelijk mits een robuust en betrouwbaar 380 kV net. Het interne net 380 kV moet immers in staat zijn om, met een hoge mate van betrouwbaarheid, zowel de internationale marktuitwisselingen van energie te faciliteren, integratie van grote hoeveelheden HEB mogelijk te maken, als voldoende onthaalcapaciteit te bieden voor bestaande en nieuwe netgebruikers. Dit laatste is van bijzonder belang, gezien Europa zich bevindt aan de vooravond van het decennium van de elektrificatie. Door deze elektrificatie zal het verbruik van elektrische energie zeer sterk toenemen (zie §2.1.6.1 Assumpties voor België en §2.1.6.2 Assumpties voor Europa). Hierdoor zullen, zoals hiervoor besproken, in de toekomst steeds meer netgebruikers zich rechtstreeks aansluiten op het 380 kV niveau.

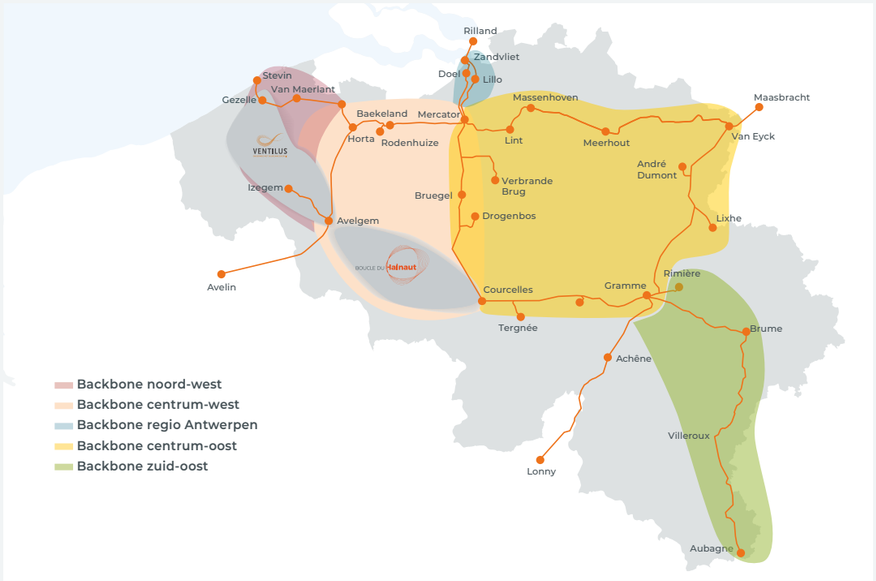
Tevens dient er ook transformatiecapaciteit voorzien te worden voor de voeding van de lagere spanningsniveaus. Het is immers zo dat de productie van elektriciteit zich niet noodzakelijk op dezelfde locatie bevindt als het verbruik van deze elektriciteit. Integendeel, meer dan ooit zijn in het toekomstig elektriciteitssysteem de grote gekende productiecentra en de grote verbruikers geografisch ver van elkaar verwijderd. Waar zich vandaag bijvoorbeeld grote verbruikscentra van elektriciteit rond Henegouwen, Antwerpen, Brussel en in de regio Gent bevinden, zal deze elektriciteit in de toekomst vooral geproduceerd worden in de Noordzee en rond het Luikse (gezien de voorziene realisatie van twee nieuwe grote efficiënte STEG-centrales in de regio). Dit transport van de productiecentra naar de verbruikerscentra over langere afstanden geeft uiteraard extra druk op het interne 380 kV net, ook wel de backbone van het transmissienet genoemd.

De hierboven besproken evoluties zorgen voor een toename van de grootte en volatiliteit van de fluxen (stromen) op het 380 kV net. De sectie 3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV behandelt dit in meer detail, en illustreert duidelijk de nood aan de hieronder toegelichte versterkingen.

Het Belgische interne 380 kV net kan worden opgesplitst in 5 regio's, van west naar oost:

1. De backbone noord-west
2. De backbone centrum-west
3. De backbone regio Antwerpen
4. De backbone centrum-oost
5. De backbone zuid-oost

FIGUUR 4.32: OVERZICHT VAN DE DELEN VAN DE INTERNE BACKBONE 380 KV



Dit hoofdstuk beschrijft de geplande ontwikkelingen van deze 5 delen van het interne Belgische 380 kV net. In eerste instantie wordt ingezet op het volledig benutten van het potentieel van de bestaande assen. Deze **optimalisatie van bestaand potentieel** kan op verschillende manieren plaatsvinden:

- Het voorzien van een nieuw, bijkomend draadstel op assen waar de hoogspanningsmasten dit toelaten;
- Het versterken van bestaande assen door de bestaande draadstellen met klassieke geleiders te vervangen door draadstellen met hoogperformantiegeleiders, waardoor in sommige gevallen de transportcapaciteit meer dan verdubbelt. De hoogspanningsmasten worden tevens versterkt of vervangen waar nodig, zodat deze hogere windbelastingen kunnen opvangen, om de robuustheid van het net lokaal te verhogen;
- Het verhogen van de benuttingsgraad van de assen via het plaatsen van Ampacimon toestellen, waardoor de werkelijke transportcapaciteit van hoogspanningslijnen beter kan worden ingeschat in functie van hun belastingsniveau en de werkelijke weersomstandigheden. Dit principe heet Dynamic Line Rating;
- Het optimaliseren van de fluxen in het net door het plaatsen van (al dan niet regelbare) impedanties op welbepaalde plekken in het net. Voorbeelden hiervan zijn de installatie van dwarsregeltransformatoren of seriespoelen.

Het optimaliseren van het bestaand potentieel laat reeds toe om grote winsten te maken, echter is dit niet voldoende om de nodige transportcapaciteit van het interne 380 kV net te verzekeren, op bovendien een voldoende bedrijfszekere manier. Daarom is ook de **realisatie van de ontbrekende schakels**, zoals Ventilus en Boucle Du Hainaut in het interne 380 kV net onontbeerlijk.

Naast het verhogen van de transportcapaciteit, wordt er ook ingezet op maatregelen voor het **verzekeren van de systeemstabiliteit**. Het Belgische interne net evolueert naar een net met meer ondergrondse verbindingen, waardoor steeds meer reactief vermogen in het systeem wordt geïnduceerd. Dit reactief vermogen dient lokaal te worden gecompenseerd door compensatiespoelen (ook wel shunt reactors genoemd). Verder zijn er maatregelen nodig ten gevolge van specifieke stabiliteitsuitdagingen gelinkt aan de integratie van grote hoeveelheden HEB.

Waar in het verleden enkel de backbone centrum-oost een lus vormde zal in de toekomst, mits het inlussen van kritische verbindingen zoals Stevin en Horta-Mercator d.m.v. de realisatie van Ventilus en Boucle Du Hainaut, het Belgische net evolueren van één lus op 380 kV naar drie lussen. Die netwerk architectuur biedt een aanzienlijke verhoging van de transportcapaciteit én de nodige robuustheid en flexibiliteit om onze centrale positie in het Europese systeem te verankeren en de volgende stappen richting 2050 op een ordelijke manier te organiseren.

4.5.1. OPTIMALISEREN VAN HET BESTAAND POTENTIEEL

4.5.1.1. Versterking interne backbone Centrum-Oost

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck	Uitbreiding onderstation met koppeling 380 kV en upgrade veld te Massenhoven omwille van hogere stroomsterkte door HTLS upgrade Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	26	Ja	Gepland	2024	In uitvoering
	Upgrade velden te Meerhout omwille van hogere stroomsterkte door HTLS upgrade Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	27	Ja	Gepland	2024	In uitvoering
	Upgrade van het bestaande draadstel 380 kV naar HTLS geleiders en installatie van een tweede draadstel in HTLS geleiders 380 kV, welke tussen Massenhoven en Heze het bestaand 150 kV draadstel op de mastenrij vervangt.	28	Ja	Gepland	2026	In uitvoering
Herstructurering onderstation Mercator 380 kV	Verplaatsing van masten 380 kV	29	Ja	Gepland	2025	Gepland
	Toevoegen van een derde railstel	30	Ja	Gepland	2028	Gepland
Versterking van de as Mercator – Bruegel	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	31	Ja	Gepland	2026	In uitvoering
	Vervanging van het 380 kV-onderstation en van de laagspanning in het 150 kV-onderstation te Bruegel	32	Ja	Ter goedkeuring	2028	In studie
Versterking van de as Mercator – Massenhoven	Upgrade van de klassieke geleiders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Mercator en Massenhoven en plaatsing van een 4e draadstel 380 kV tussen Mercator en Lint	33	Ja	Gepland	2030-2032	In studie
Versterking van de as Gramme – Van Eyck	Upgrade van de klassieke geleiders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Gramme en Van Eyck	34	Ja	Gepland	2030-2032	In studie
Versterking van de as Bruegel – Courcelles	Upgrade van de klassieke geleiders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Bruegel en Courcelles	35	Ja	Gepland	2032-2035	In studie
Versterking van de as Gramme – Courcelles	Upgrade van de klassieke geleiders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Gramme en Courcelles	36	Ja	Gepland	2035-2038	In studie
Optimale benutting backbone centrum-oost	Installatie van dwarsregelstransformatoren in de lus Mercator – Van Eyck – Gramme - Courcelles	37	Nee	Conditioneel verdere netstudies	2030-2035	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

De backbone centrum-oost, bestaande uit een ringstructuur tussen de onderstations Mercator, Van Eyck, Gramme en Courcelles, vormt anno 2024 hét hart van het Belgisch transmissienet. De ringstructuur kan algemeen worden opgesplitst in 4 hoofdassen: Mercator – Van Eyck, Gramme – Van Eyck, Gramme – Courcelles en Mercator – Courcelles. Deze assen, allen bestaande uit bovengrondse wisselstroomverbindingen 380 kV, lopen via enkele belangrijke knooppunten van het 380 kV transmissienet zoals de onderstations Massenhoven, Meerhout en Bruegel.

Geplande verhogingen van de interconnectiecapaciteit met de buurlanden alsook de integratie van hernieuwbare elektriciteit, waarvan een aanzienlijk deel in de Noordzee geproduceerd wordt, maar (ver) in het binnenland wordt verbruikt, leiden tot toenemende oost-west en zuid-noord stromen in het Belgisch transmissienet. De ringstructuur van de backbone centrum-oost dient fundamenteel versterkt te worden om het hoofd te kunnen bieden aan deze toenemende fluxen. Deze versterking heeft de volgende drijfveren:

1. Het transporteren van hernieuwbare elektriciteit uit de Noordzee, komende van de bestaande as Horta – Mercator en van de nieuwe as Avelgem – Courcelles (project Boucle du Hainaut), tot aan de industriële afnamecentra in o.a. Luik, Antwerpen en Brussel;
2. De nodige onthaalcapaciteit creëren voor de geplande nieuwe productie-eenheden rond deze backbone centrum-oost;
3. De nodige onthaalcapaciteit creëren voor afname van nieuwe en bestaande netgebruikers rond deze backbone centrum-oost;
4. De nodige capaciteit creëren voor de versterking van bestaande interconnecties met buurlanden, zoals een versterking van de as Achêne – Lonny (Frankrijk) en een versterking van de as Van Eyck – Maasbracht (Nederland);
5. De nodige capaciteit creëren voor het integreren van nieuwe interconnecties met buurlanden, zoals de hybride offshore interconnectie met Denemarken (TritonLink) en een tweede interconnectie met Duitsland.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN DE PROJECTCLUSTER

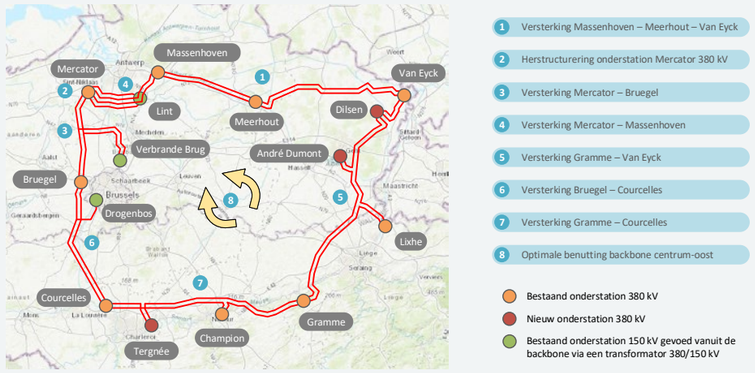
De versterking van de ringstructuur wordt in eerste instantie bewerkstelligd door het gevoelig verhogen van de transportcapaciteit van de 4 bestaande hoofdassen. Hiertoe worden de bestaande geleiders van deze assen vervangen door hoogperformantiegeleiders. De hoogspanningsmasten worden versterkt of vervangen waar nodig, zodat deze hogere windbelastingen kunnen opvangen, om de robuustheid van het net lokaal te verhogen. Ook worden, indien vereist, de nodige aanpassingen uitgevoerd aan de tussenliggende onderstations, zodat ook daar de grotere stromen zullen kunnen passeren.

In tweede instantie wordt ook een project opgenomen voor het faciliteren van een optimale benutting van de backbone centrum-oost. Dit project bestaat uit het plaatsen van minstens 2 tot maximaal 4 dwarsregeltransformatoren op 380 kV in de lus Courcelles-Gramme-Van Eyck-Mercator.

De versterking van de backbone centrum-oost werd reeds aangevat in 2020 met de versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck en zal worden vervolledigd binnen een tijdshorizon van 15 tot 18 jaar. Gezien de vele uitdienstnames die nodig zijn om op deze, reeds zwaarbelaste, bestaande assen te kunnen werken, dient de verdere versterking deels gefaseerd per as te gebeuren. De volgorde van uitvoeren is sterk afhankelijk van de timing van andere netontwikkelingen, aangezien de versterking van elke as een belangrijke voorwaarde vormt vooraleer bepaalde andere projecten uitgevoerd kunnen worden, die niet noodzakelijk dezelfde zijn per as. Deze volgorde, en dus ook de periodes waarbinnen de geplande realisatie van de verschillende versterkingen voorzien worden, zijn indicatief opgenomen in bovenstaande tabel, maar kunnen dus nog wijzigen afhankelijk van de evoluties van de hieraan gelinkte netontwikkelingen.

De versterking van de gehele backbone centrum-oost wordt onderverdeeld in de volgende 8 projecten.

FIGUUR 4.33: BACKBONE CENTRUM-OOST: TOEKOMSTIGE NETONTWIKKELINGEN



VERSTERKING VAN DE AS MASSENHOVEN – MEERHOUT – VAN EYCK

De versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck werd reeds (conditioneel) vermeld in het federaal ontwikkelingsplan 2015-2025 en werd ter goedkeuring voorgelegd in het ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het project betreft de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen de onderstations Van Eyck en Massenhoven, die onderbroken wordt door het onderstation Meerhout. De verbinding, die initieel bestaat uit één enkel (bovengronds) draadstel, zal finaal twee draadstellen met hoogperformantiegeleiders bevatten.

De versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck wordt uitgevoerd in verschillende fasen en omvat:

- Het realiseren van een tweede draadstel 380 kV in hoogperformantiegeleiders op de bestaande masten tussen Massenhoven en Van Eyck. Op het trajectdeel tussen Massenhoven en Heze wordt hiertoe het bestaande 150 kV draadstel vervangen door het nieuwe 380 kV draadstel. Op het trajectdeel tussen Heze en Meerhout en vervolgens tot Van Eyck is op heden één 380 kV draadstel aanwezig en wordt een tweede 380 kV draadstel bijgeplaatst;
- Het vervangen van het bestaande 380kV draadstel door een 380 kV draadstel in hoogperformantiegeleiders;
- De installatie van een koppeling in het 380 kV onderstation Massenhoven;
- Het toevoegen van nieuwe velden alsook een upgrade van de bestaande velden in de betrokken onderstations om de capaciteit van de hoogperformantiegeleiders volledig te kunnen benutten.

De werken voor de versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck werden reeds aangevat in 2020 en beogen een indienstname van de versterkte as in 2026.

HERSTRUCTURERING ONDERSTATION MERCATOR 380 KV

De herstructurering van het onderstation Mercator 380 kV werd reeds ter goedkeuring voorgelegd in het ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het doel van dit project is om het onderstation uit te breiden met een derde railstel. Dit derde railsstel zorgt ervoor dat ook tijdens snijdingen, zoals bijvoorbeeld bij onderhoud, een robuuste en veilige netwerktopologie behouden kan blijven. Gezien de mogelijke gevolgen van een incident in deze post, is het belang hiervan niet te onderschatten. Zonder de plaatsing van deze derde rail, is het enige alternatief het beperken van de internationale marktuitwisselingen.

Ook de volgorde van velden wordt geoptimaliseerd teneinde een betere doorstroming te bekomen zowel west-oost als noord-zuid. Tot slot zullen alle hoogspanningstoestellen die niet bestand zijn tegen een kortsluitstroom van 63 kA worden vervangen.

Het project is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2028.

VERSTERKING VAN DE AS MERCATOR - BRUEGEL

De versterking van de as Mercator – Bruegel werd reeds ter goedkeuring voorgelegd in het ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het project betreft de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen de onderstations Mercator en Bruegel, door het vervangen van de twee bestaande draadstellen door draadstellen met hoogperformantiegeleiders.

De versterking van de as Mercator – Bruegel wordt uitgevoerd in 2 fasen:

- Vervanging van de geleiders op de beide draadstellen tussen het 380 kV onderstation Mercator en Buggenhout (waar zich de aftakking richting het onderstation Verbrande Brug te Vilvoorde bevindt);
- Vervanging van de geleiders op de beide draadstellen tussen Buggenhout en het 380 kV onderstation Bruegel.
- Versterking van de aankomstvelden van deze as in het 380 kV onderstation Bruegel, zodat deze aankomstvelden de volledige nominale stroom van de versterkte as aankunnen. Deze versterking wordt meegenomen in een project ter vervanging van het volledige onderstation 380 kV in Bruegel, zoals beschreven in §5.10.4.

De werken voor de versterking van de as Mercator – Bruegel werden reeds aangevat in 2022 en beogen een indienstname van het deel van de versterkte as tussen Mercator en Buggenhout in 2024, en van het deel tussen Buggenhout en Bruegel in 2026. De indienstname van de versterkte aankomstvelden in Bruegel is voorzien voor 2027.

VERSTERKING VAN DE AS MERCATOR – MASSENHOVEN

De versterking van de as Mercator – Massenhoven werd reeds ter goedkeuring voorgelegd in het ontwikkelingsplan 2020-2030. De 380 kV as tussen Mercator en Massenhoven speelt een belangrijke rol bij het transporteren van de oost-west stromen doorheen het Belgische transmissienet, en kan worden beschouwd in twee afzonderlijke delen:

- De verbinding tussen Mercator en Lint, bestaande uit 4-draadstelmasten waarop zich reeds drie 380 kV draadstellen bevinden: twee fluxlijnen die verderop doorlopen tot Massenhoven en één draadstel dat een 380/150 kV transformator voedt in Lint. Op één van de beide fluxlijnen is tevens een aftakking voorzien naar een tweede 380/150 kV transformator in Lint;
- De verbinding tussen Lint en Massenhoven, bestaande uit 2-draadstelmasten waarop zich reeds twee 380 kV draadstellen bevinden: de twee fluxlijnen die vanuit Mercator naar Lint lopen, en zo verderlopen richting Massenhoven.

Het project ter versterking van de as Mercator – Massenhoven omvat:

- Het vervangen van de twee bestaande draadstellen van de fluxlijnen door draadstellen met hoogperformantiegeleiders over de hele as, van Mercator tot Lint en verderop van Lint tot Massenhoven;
- Het bijplaatsen van een 4e draadstel op de as tussen Mercator en Lint, op de hiervoor reeds voorziene bestaande 4-draadstelmasten.

De capaciteitsverhoging van deze as vervolledigt, na de eerder uitgevoerde versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck, de volledige versterking van de noordelijke as van de backbone centrum-oost, en faciliteert verdere oost-west fluxen.

Het project bevindt zich momenteel in studiefase, met een beoogde indienstname van de versterkte as in de periode 2030-2032. De timing van het realiseren van nieuwe 4e draadstel is te bevestigen aan de hand van verdere netstudies.

VERSTERKING VAN DE AS GRAMME – VAN EYCK

De versterking van de as Gramme – Van Eyck werd reeds (conditioneel) vermeld in het federaal ontwikkelingsplan 2015-2025 en werd ter goedkeuring voorgelegd in het ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het project betreft de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen de onderstations Gramme en Van Eyck, door het vervangen van de twee bestaande draadstellen door draadstellen met hoogperformantiegeleiders.De as Gramme – Van Eyck heeft een belangrijke functie in het transporteren van het vermogen opgewekt in de regio rond Luik (gascentrales in Awirs en Seraing, kerncentrale in Tihange) en Luxemburg (waterkrachtcentrale in Coo) richting de verbruikscentra in het noorden van het land. Deze as is bovendien een belangrijke schakel voor het faciliteren van voldoende noord-zuid transportcapaciteit in het Belgische net gelinkt aan

de grensstromen op de noordgrens in Van Eyck, en op de zuidgrens in Achêne. De capaciteitsverhoging van de as Gramme – Van Eyck faciliteert zodus een toekomstige verhoging van deze noord-zuid stromen gelinkt aan de geplande versterkingen van de interconnecties Van Eyck – Maasbracht (NL) (zie §4.3.2) en Lonny (FR) – Achêne – Gramme (zie § 4.3.1) De versterking van de as Gramme – Van Eyck is tevens ook noodzakelijk om in een latere fase een 2e interconnectie met Duitsland te integreren in de regio rond Gramme (zie §4.3.3).

Het project bevindt zich momenteel in studiefase, met een beoogde indienstname van de versterkte as tussen 2030 en 2032.

VERSTERKING VAN DE AS BRUEGEL – COURCELLES

De versterking van de as Bruegel - Courcelles werd reeds ter goedkeuring voorgelegd in het ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het project betreft de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen de onderstations Bruegel en Courcelles, door het vervangen van de twee bestaande draadstellen door draadstellen met hoogperformantiegeleiders.

Ook de as Bruegel – Courcelles speelt een belangrijke rol bij het faciliteren van de noord-zuid fluxen doorheen het Belgische transmissienet. Deze rol wordt nog versterkt bij een indienstname van de nieuwe as Avelgem – Courcelles (§4.5.2.2 Boucle Du Hainaut), waardoor de as Bruegel – Courcelles extra stromen komende uit Frankrijk via de as Avelin/Mastaing – Avelgem alsook groene stroom uit de Noordzee zal moeten transporteren richting het noorden van het land.

Een versterking van de as Bruegel – Courcelles faciliteert de toekomstige stijging van de noord-zuid stromen door deze centrale as, die bevestigd wordt in markt- en netsimulaties (zie §3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV).

Het project bevindt zich momenteel in studiefase, met een beoogde indienstname van de versterkte as tussen 2032 en 2035.

VERSTERKING VAN DE AS GRAMME – COURCELLES

De versterking van de as Gramme - Courcelles werd reeds ter goedkeuring voorgelegd in het ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het project betreft de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen de onderstations Gramme en Courcelles, door het vervangen van de twee bestaande draadstellen door draadstellen met hoogperformantiegeleiders, en is de laatste stap in het versterken van de ringstructuur Mercator – Van Eyck – Gramme – Courcelles door vervanging van de bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders.

De as speelt een belangrijke rol bij het transporteren van de oost-west stromen doorheen het Belgische transmissienet. Deze rol wordt nog versterkt bij een indienstname van de nieuwe as Avelgem – Courcelles (§4.5.2.2 Boucle Du Hainaut), waardoor de as Gramme – Courcelles extra stromen komende uit Frankrijk via de as Avelin/Mastaing – Avelgem alsook groene stroom uit de Noordzee zal transporteren richting het oosten van het land.

De versterking van de as Gramme – Courcelles faciliteert de integratie van een 2e interconnectie met Duitsland, in het geval deze wordt aangesloten in de regio Gramme.

Het project bevindt zich momenteel in studiefase, met een beoogde indienstname van de versterkte as tussen 2035 en 2038.

OPTIMALE BENUTTING VAN INTERNE BACKBONE CENTRUM-OOST

Aanvullend en ter facilitatie van de lopende versterkingsprojecten met hoogperformantiegeleiders (HTLS) zoals eerder toegelicht in dit hoofdstuk en goedgekeurd in vorig Ontwikkelingsplan, beoogt dit project de optimale benutting van de transmissiecapaciteit van de interne backbone Centrum-Oost door toevoeging van minstens 2 tot maximaal 4 dwarsregeltransformatoren op 380 kV in de lus van Courcelles-Gramme-Van Eyck-Mercator. De haalbaarheid van de transportstudie, terreinbeschikbaarheid voor inplanting alsook de transportcapaciteit van ingeluste 380 kV verbindingen zullen het aantal dwarsregeltransformatoren bepalen in één van de bestaande 380 kV onderstations langs deze lus of een nieuw station, zoals verwacht in het kader van de stijgende elektrificatienoden.

De dwarsregeltransformatoren maken een betere dynamische verdeling van de stromen, in de lus waarin ze geplaatst zijn, mogelijk. Hierdoor kan de beschikbare capaciteit van deze verbindingen optimaal benut worden. Een betere stroomverdeling bevordert niet enkel de marktwerking, maar zal ook breder kunnen bijdragen aan de onthaalcapaciteit van het 380 kV net om zo, onder andere, elektrificatie in Henegouwen, centrale stockage in Luxemburg etc. te kunnen ondersteunen.

Zoals aangetoond in §3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV zullen er namelijk met de geplande interconnecties en energiemix richting 2030 – 2035 in normale netuitbating reeds beperkte congesties verwacht worden, dewelke anders enkel met kostelijke redispatch opgelost kunnen worden.

Aan de andere kant kunnen deze dwarsregeltransformatoren ook de realisatie van de werken, nodig om de hoogperformantiegeleiders op de backbone te plaatsen, faciliteren. Dergelijke werken vergen immers langdurige buitendienstnames (weken tot maanden) van bepaalde corridors. Dit kan leiden tot sterke congesties of eventueel zelfs impact op de capaciteit voor marktuitwisselingen, die (deels) beheerd kunnen worden door het optimaal sturen van de fluxen doorheen de backbone centrum-oost met dwarsregeltransformatoren.

Het project wordt conditioneel voorgesteld richting de periode 2030-2035, gezien een meer gedetailleerde kosten-batenanalyse nog uitgevoerd dient te worden om de infrastructuuroplossing te vergelijken met andere opties.

4.5.1.2. Versterking interne backbone regio Antwerpen

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Interne backbone versterking regio Antwerpen	Brabo III - Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding	38	Ja	Gepland	2026	In uitvoering
	Versterking van de transportcapaciteit van de lijn 380 kV tussen Doel en Zandvliet	39	Nee	Conditioneel	2030	In studie
	Versterking van de transportcapaciteit van de eerste corridor 380 kV tussen Doel en Mercator	40	Nee	Conditioneel	2035	In studie
	Versterking van de transportcapaciteit van de tweede corridor 380 kV tussen Doel en Mercator	41	Nee	Conditioneel	2038	In studie
	Upgrade van het onderstation Doel 380 kV naar een kortsluitvermogen van 63 kA	42	Nee	Ter goedkeuring	2025	In uitvoering
	Upgrade van het onderstation Zandvliet 380 kV naar een kortsluitvermogen van 63 kA	43	Nee	Ter goedkeuring	2025	In uitvoering
	Verplaatsen van een deel van twee corridors 380 kV tussen Mercator en Doel voor de aanleg van het Tweede Getijdendok	44	Ja	Conditioneel	2027-2030	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

De versterking van de interne backbone in de regio van Antwerpen heeft volgende drijfveren:

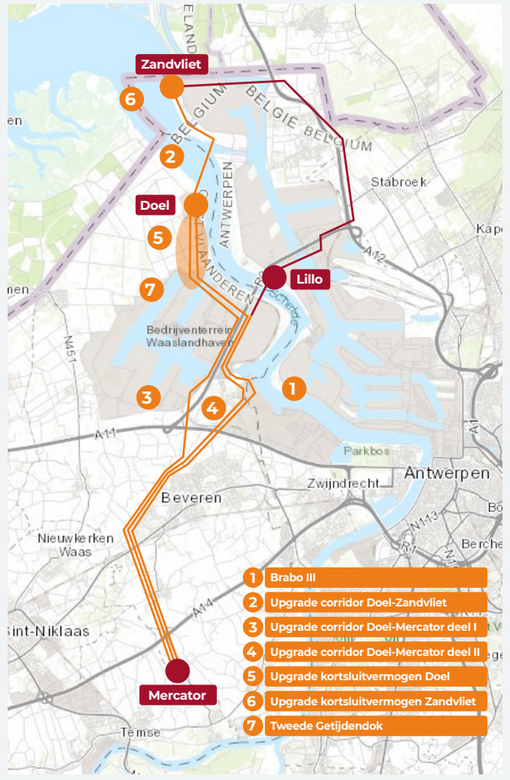
1. Het verhogen van de aansluitingscapaciteit voor afname, die vereist is voor de elektrificatie van de industrie in Antwerpen;
2. Het verhogen van de aansluitingscapaciteit voor productie met als doel de energiebehoefte in de Antwerpse Regio te vergroenen en verder te verzekeren;
3. Voorkomen dat het interne transmissienet een bottleneck vormt voor de uitwisseling van elektriciteit met de buurlanden in lijn met de Europese regelgeving [EUC-20];

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN DE PROJECTCLUSTER

De elektrificatie van de industrie in de haven van Antwerpen zal de belasting op het hoogspanningsnetwerk doen stijgen. De komst van onder andere e-crackers en e-boilers zorgen voor significante vermogensstijgingen. Met de projecten Brabo [ELI-16] I en II heeft Elia reeds fors geïnvesteerd in de versterking van het Antwerpse 380 kV net. In de derde fase van Brabo beoogt Elia de bouw van een nieuwe dubbele lijnverbinding tussen de onderstations van Lillo en Mercator.

Na Brabo III vormen de lijnverbindingen tussen de onderstations van Doel en Zandvliet de eerstvolgende bottleneck. Nadat deze lijnverbindingen zijn versterkt, zal de eerstvolgende bottleneck zich verplaatsen naar de lijnverbindingen tussen Doel en Mercator.

FIGUUR 4.34: TOEKOMSTIGE NETONTWIKKELINGEN ANTWERPEN 380 KV



VERSTERKING VAN DE TRANSPORTCAPACITEIT VAN DE LIJN 380 KV TUSSEN DOEL EN ZANDVLIET

De bestaande geleiders op de lijnverbindingen 380 kV tussen de onderstations van Doel en Zandvliet worden vervangen door performantere geleiders. De haalbaarheid van het vervangen van de geleiders van de Scheldeoversteek dient nog in detail bestudeerd te worden vanwege de technische complexiteit.

Vanwege het verhoogde belang van de 380 kV lijnen na de versterking, wordt de betrouwbaarheid van de masten eveneens verbeterd.

De versterking tussen Doel en Zandvliet is in studie met een beoogde indienstname in 2030. De timing van deze nood is conditioneel aan, en kan nog evolueren in functie van de snelheid van de elektrificatie van de industrie.

VERSTERKING VAN DE TRANSPORTCAPACITEIT VAN DE EERSTE CORRIDOR 380 KV TUSSEN DOEL EN MERCATOR

De bestaande geleiders op de eerste en tweede lijnverbinding 380 kV tussen de onderstations van Doel en Mercator worden vervangen door hoogperformantiegeleiders. Vanwege het verhoogde belang van de 380 kV lijnen na de versterking, wordt de betrouwbaarheid van de masten eveneens verbeterd inzake klimaatrisico's (e.g. windbelasting).

De versterking van de eerste lijn tussen Doel en Mercator is in studie met een beoogde indienstname in 2035. De timing van deze nood is conditioneel aan, en kan nog evolueren in functie van de snelheid van de elektrificatie van de industrie.

VERSTERKING VAN DE TRANSPORTCAPACITEIT VAN DE TWEEDE CORRIDOR 380 KV TUSSEN DOEL EN MERCATOR

De bestaande geleiders op de derde en vierde lijnverbinding 380 kV tussen de onderstations van Doel en Mercator worden vervangen door hoogperformantiegeleiders. Vanwege het verhoogde belang van de 380 kV lijnen na de versterking, wordt de betrouwbaarheid van de masten eveneens verbeterd inzake klimaatrisico's (e.g. windbelasting).

De versterking van de tweede lijn tussen Doel en Mercator is in studie met een beoogde indienstname in 2038. De timing van deze nood is conditioneel aan, en kan nog evolueren in functie van, de snelheid van de elektrificatie van de industrie.

OPWAARDERING VAN HET ONDERSTATION DOEL 380 KV NAAR EEN KORTSLUITSTROOM VAN 63 KA

Met het verder uitbouwen van het Europese 380 kV transmissienet en de steeds toenemende interconnecties, verhoogt het kortsluitvermogen dat kan vrijkomen bij een kortsluiting. Indien de uitrustingen van het transmissienet niet bestand zijn tegen dit hoger kortsluitvermogen, is er gevaar op explosie van de uitrustingen bij het optreden van een kortsluiting.

Aangezien de bestaande uitrustingen te Doel niet bestand zijn tegen dergelijke kortsluitvermogens, dient dit onderstations uitgerust te worden met toestellen die wel bestand zijn tegen dit hoger kortsluitvermogen. De hoogspanningstoestellen die niet bestand zijn tegen een kortsluitstroom van 63 kA worden aldus vervangen.

De opwaardering van het onderstation Doel 380 kV is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2025.

OPWAARDERING VAN HET ONDERSTATION ZANDVLIET 380 KV NAAR EEN KORTSLUITSTROOM VAN 63 KA

Gelijkaardig aan het onderstation van Doel 380 kV, worden in Zandlviet ook alle hoogspanningstoestellen vervangen die niet bestand zijn tegen een kortsluitstroom van 63 kA.

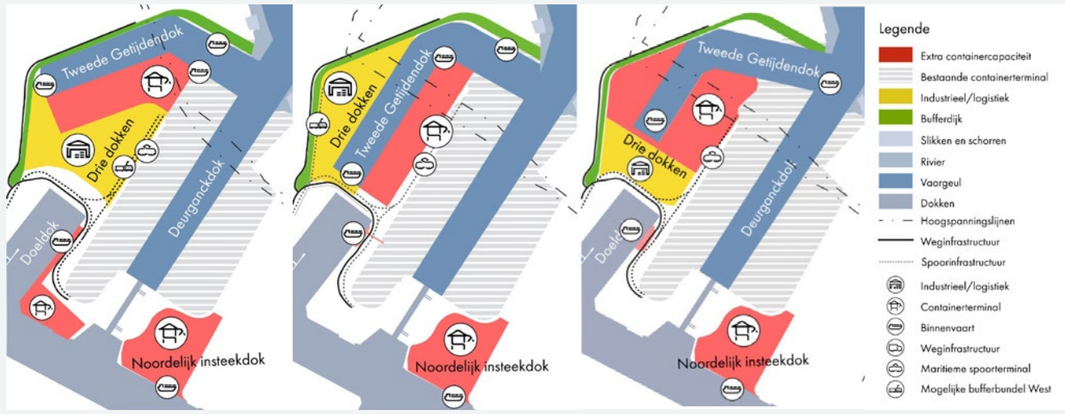
De opwaardering van het onderstation Zandvliet 380 kV is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2025.

VERPLAATSING VAN MASTEN NAAR AANLEIDING VAN DE AANLEG VAN HET TWEEDE GETIJDENDOK

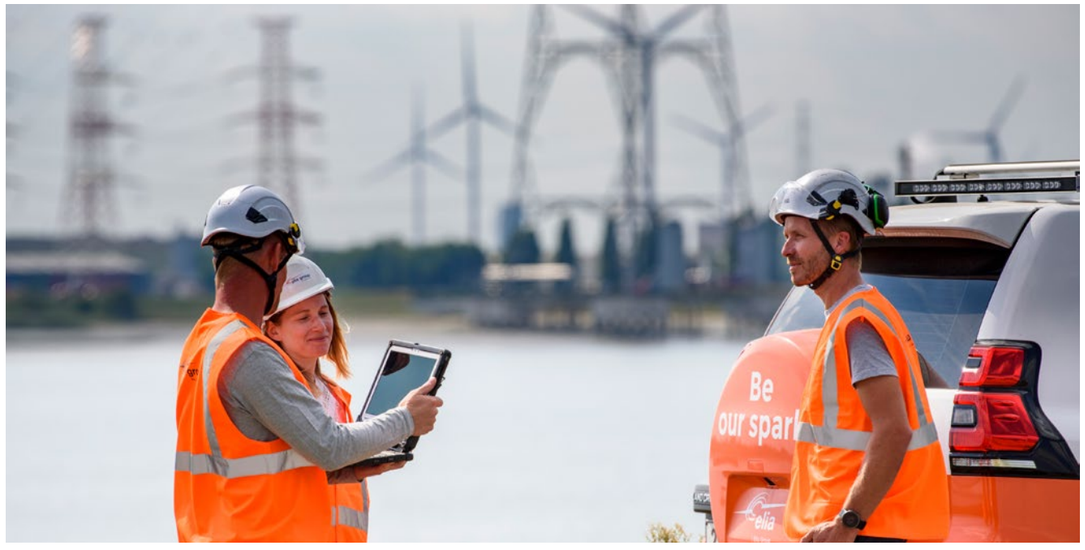
De Vlaamse overheid wil in samenwerking met het gemeentelijk Havenbedrijf Port of Antwerp-Bruges de containercapaciteit van de haven van Antwerpen vergroten via de aanleg van een nieuw dok, het Tweede Getijdendok. Het project was in het vorige federaal ontwikkelingsplan opgenomen onder de naam 'Saeftinghedok'.

Het nieuwe dok zal gelegen zijn enkele kilometers ten zuiden van het onderstation Doel 380 kV. De precieze ligging van het dok binnen die regio dient nog gefinaliseerd worden door de Vlaamse overheid en het havenbedrijf Port of Antwerp-Bruges. Twee mastenrijen 380 kV, die de onderstations van Doel en Mercator met elkaar verbinden, kruisen deze zone. Afhankelijk van de precieze ligging van het dok, zal Elia Transmission Belgium 10 tot 20 masten 380 kV moeten verplaatsen, waarvan er enkele boven de 200 meter hoog zullen zijn.

FIGUUR 4.35: DRIE MOGELIJKE VARIANTEN VOOR HET TWEEDE GETIJDENDOK [VLA-1]



Het project Tweede Getijdendok is in studie met een beoogde indienstname in de periode 2027-2030 voor zover de huidige timing door het havenbedrijf wordt aangehouden. Het project is conditioneel opgenomen in functie van de concrete realisatie van het Tweede getijdendok.



4.5.1.3. Versterking interne backbone Zuid-Oost

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Gramme – Rimière	Nieuw onderstation Rimière 380 kV met de installatie van een derde transformator 380/220 kV van 300 MVA	23	Nee	Ter goedkeuring	2025	Beslist
	Installatie van een tweede draadstel op de lijn 380 kV Gramme - Rimière	45	Nee	Ter goedkeuring	2025	Beslist
	Nieuw veld in het onderstation Gramme 380 kV voor het tweede draadstel Gramme – Rimière	46	Nee	Ter goedkeuring	2025	Beslist
Brume – Gramme	Versterking met hoogperformantie-geleiders & onderstation Brume	47	Ja	Conditioneel	≥ 2030	In studie
Aubange – Villeroux	Toevoegen tweede draadstel op 380 kV lijn, uitgebaat op 220 kV	48	Nee	Ter goedkeuring	2035	In studie
	Uitbating volledige as op 380 kV en versterking van bestaande draadstel met hoogperformantie-geleiders	49	Ja	Indicatief	2035-2040	In studie
Villeroux-Brume	Omvorming uitbatingsspanning van 220 kV naar 380 kV en bijhorende transformatie-capaciteit Onderzoek versterking hoogperformantie-geleiders	50	Ja	Indicatief	2035-2040	In studie
Villeroux – Rimière	Herbestemming of vervanging van de bestaande 220 kV corridor.	51	Nee	Indicatief	2040	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

De backbone zuid-oost, die vooral de provincie Luxemburg bestrijkt alsook een deel van de provincie Luik, bestaat vandaag uit:

- Een bovengrondse 380 kV verbinding tussen Aubange en Villeroux in één enkel draadstel, lopend langs (maar niet aftakkend op) het 220 kV onderstation van Villeroux;
- Een bovengrondse 380 kV verbinding tussen Brume en Gramme, bestaande uit twee draadstellen;
- Een bovengrondse 380 kV verbinding tussen Rimière en Gramme, bestaande uit één enkel draadstel;
- Een goed ontwikkeld 220 kV net, dat instaat voor de verdere voeding van de regio ondersteunt tevens de marktuitwisselingen tussen Aubange en Rimière.

Een verdere ontwikkeling van de backbone zuid-oost is nodig op lange en middellange termijn, omwille van de volgende redenen:

1. Bijdragen aan een verdere Europese marktintegratie, door het faciliteren van verhoogde marktfluxen bij potentiële toekomstige grensversterkingen met Luxemburg en/of Frankrijk rond Aubange (Zie ook §4.6.2 Ontwikkeling van onshore interconnecties);
2. De nodige onthaalcapaciteit creëren voor geplande en potentieel toekomstige nieuwe productie-eenheden, incl. eenheden voor energieopslag rond deze backbone zuid-oost;
3. Verwachte einde levensduur van bestaande 220 kV verbindingen, met in het bijzonder Aubange-Villeroux 220 kV richting 2035 en Villeroux-Rimière 220 kV richting 2040;

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN DE PROJECTCLUSTER

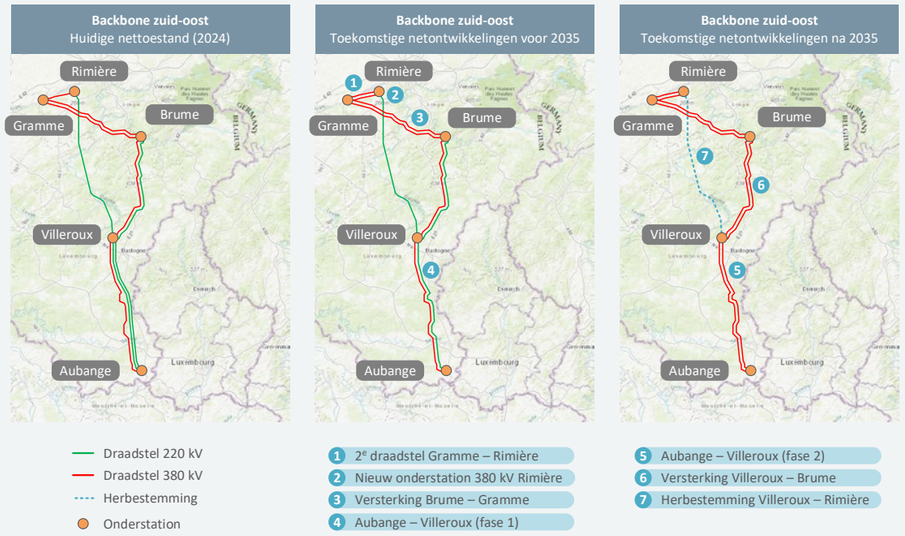
Voorliggende projectcluster beschrijft de geplande versterking van de backbone zuid-oost, d.m.v. het verder ontwikkelen en versterken van de reeds bestaande assen. Dit betreft ontwikkeling op volgende 3 gebieden:

- Toevoegen van een tweede 380 kV draadstel waar dit nog niet voorzien is, indien mogelijk;
- Vervangen van bestaande 380 kV draadstellen met klassieke geleiders door nieuwe 380 kV draadstellen in hoogperformantiegeleiders;
- Verder versterken van het 220 kV net in de regio of upgraden van bestaande 220 kV assen naar een toekomstige uitbating op 380 kV.

In alle drie gevallen worden de hoogspanningsmasten vervangen en/of versterkt waar nodig, zodat deze hogere windbelastingen kunnen opvangen, om de robuustheid van het net lokaal te verhogen.

Verder worden ook aanpassingen, vernieuwingen en uitbreidingen in de 380 kV onderstations in de regio voorzien waar nodig.

FIGUUR 4.36: EVOLUTIE VAN DE BACKBONE ZUID-OOST



NIEUW ONDERSTATION 380 KV IN RIMIÈRE EN VERSTERKING VAN DE AS GRAMME – RIMIÈRE

Vandaag bevindt zich in Rimière enkel een 220 kV onderstation dat vanuit Gramme gevoed wordt door één bovengronds draadstel 380 kV, via twee transformatoren 380/220 kV in Rimière. Netstudies tonen een nood aan een nieuw te realiseren 380 kV onderstation in Rimière, enerzijds tengevolge van de toegenomen fluxen doorheen het 220 kV net en de toegenomen elektriciteitsproductie in de regio, anderzijds om de voedingszekerheid van de regio rond Luik te versterken en garanderen.

Dit nieuwe onderstation dient voldoende bedrijfszeker geïntegreerd te worden in het 380 kV hoogspanningsnet. Hiertoe zal, bovenop het bestaande draadstel, een nieuw, tweede draadstel worden gerealiseerd tussen de 380 kV onderstations in Gramme en Rimière. Dankzij dit tweede draadstel is het onderstation te allen tijde voldoende bedrijfszeker aangesloten op het hoogspanningsnet, zelfs bij een incident op één van beide draadstellen of bij onderhoud.

Voorliggend project betreft de realisatie van dit nieuwe 380 kV onderstation in Rimière, alsook de hieraan gelinkte versterking van de as Gramme – Rimière door middel van het toevoegen van een nieuw, tweede draadstel.

Het project heeft als doel:

- De realisatie van het nieuwe, gasgeïsoleerde, 380 kV onderstation in Rimière;
- De installatie van een nieuw, tweede draadstel op de as Gramme – Rimière. De hoogspanningsmasten worden waar nodig versterkt of vervangen zodat deze hogere windbelastingen kunnen opvangen, om de robuustheid van het net lokaal te verhogen;
- De realisatie van een nieuw veld in het 380 kV onderstation te Gramme, voor het aansluiten van het nieuwe, tweede draadstel tussen Gramme en Rimière;
- Het ontkoppelen van de twee bestaande transformatoren 380/220 kV in Rimière door deze los te koppelen van het bestaande draadstel, dat nu rechtstreeks met het nieuwe 380 kV onderstation van Rimière zal verbonden zijn, en het afzonderlijk aansluiten van beide transformatoren op dit nieuwe 380 kV onderstation.
- Het installeren van een nieuwe, derde transformator 380/220 kV in Rimière, ter verdere versterking van de transformatiecapaciteit naar het lokale 220 kV net, zie ook §4.4.4 m.b.t. de interactie tussen het horizontaal en verticaal net, alsook hoofdstuk 5 i.v.m. de lokale versterking van het lokale 220 kV net.

Het project wordt ter goedkeuring voorgelegd, met een beoogde indienstname in 2025, op voorwaarde van het tijdig verkrijgen van de nodige vergunningen.

VERSTERKING VAN DE AS BRUME – GRAMME

Voorliggend project betreft de versterking van de as Brume – Gramme door middel van een verhoging van de transportcapaciteit van de bestaande bovengrondse verbinding.

Een versterking van de as Brume – Gramme werd in voorstudies geïdentificeerd als een potentiële nodige voorwaarde voor:

- Het aansluiten van eventuele bijkomende eenheden met pomp- en turbinewerking in de regio (bijv. de spaarbekkencentrale van Coo);
- Een eventuele toekomstige verhoging van de grenstransportcapaciteit in en rond de as Aubange-Villeroux, met buurlanden Frankrijk en/of Luxemburg, die conditioneel voorzien wordt tegen 2040, (Zie ook § 4.6.2 Ontwikkeling van onshore interconnecties).

Het project ter versterking van de as Brume – Gramme betreft:

- Het vervangen van de bestaande draadstellen met klassieke geleiders door draadstellen met hoogperformantiegeleiders;
- Het versterken of vervangen van de hoogspanningsmasten waar nodig, zodat deze hogere windbelastingen kunnen opvangen, om de robuustheid van het net lokaal te verhogen;
- De nodige aanpassingen aan de 380 kV onderstations in Brume en Gramme, teneinde ook op deze knooppunten de nodige transportcapaciteit te voorzien;

De timing van een mogelijke grensversterking met Luxemburg en/of Frankrijk is pas voorzien op de horizon 2040 en aldus een beoogde indienstname voor deze versterking richting 2038. Een vroegere indienstname kan noodzakelijk zijn, indien een verhoging van de capaciteit van de spaarbekkencentrale te Coo bevestigd zou worden. Het project wordt conditioneel voorgesteld aan deze nood van extra onthaalcapaciteit richting de 2030 horizon en indicatief richting 2038 ter versterking van de grenscapaciteit. Een indienstname voor 2030 is gelet op de omvang van de werken niet realistisch.

VERSTERKING VAN DE AS AUBANGE – VILLEROUX

In een eerste fase is het voorzien om tussen Aubange en Villeroux de bestaande masten, waarop reeds één draadstel uitgebaat op 380 kV voorzien is, uit te rusten met een tweede draadstel op ontwerpspanning 380 kV maar uitgebaat op 220 kV. Dit omwille van regionale noden gedreven door de einde levensduur en verwachte ontmanteling van de bestaande, parallel lopende 220 kV verbinding tussen Villeroux enAubange. De noden en het project op zich worden verder toegelicht in §5.7.3 Herstructurering van 220 kV in de provincie Luxemburg. Verdere studie moet uitwijzen of dit tweede draadstel dient te worden voorzien in klassieke of in hoogperformantiegeleiders, rekening houdend met verwachte toekomstige noden (zie volgende fase). Dit project, ter goedkeuring voorgelegd, dient gerealiseerd te worden op de horizon 2035.

In een tweede fase wordt, in functie van toekomstige noden zoals mogelijke grensversterkingen met Luxemburg en/of Frankrijk rond Aubange, voorzien om het potentieel van dit nieuwe, tweede draadstel, volledig te benutten door het uit te baten op zijn ontwerpspanning van 380 kV. Hiertoe dienen de nodige aanpassingen gerealiseerd te worden in de verschillende onderstations alsook aanpassingen aan de transformatiecapaciteit in de regio. De benodigde transportcapaciteit van de ontstane dubbele 380 kV verbinding is afhankelijk van de finale keuze die gemaakt zal worden voor de mogelijke grensversterkingen met Luxemburg en/of Frankrijk rond Aubange. Verwacht wordt dat ook hier hoogperformantiegeleiders mogelijks aangewezen zijn, zowel voor het nieuwe tweede draadstel als voor het bestaande draadstel. In lijn met een mogelijke grensversterking op de horizon 2040, voorziet het project dan ook om het bestaande draadstel te vervangen door hoogperformantiegeleiders. Dit project wordt indicatief voorgelegd in functie van toekomstige noden. De exacte planning is nog te bepalen, maar is voorzien tussen 2035 en 2040.

VERSTERKING VAN DE AS VILLEROUX – BRUME

Voorliggend project betreft de versterking van de as Villeroux-Brume door middel van een verhoging van de transportcapaciteit van de bestaande bovengrondse verbinding.

De versterking kan uitgevoerd worden door in eerste instantie minstens het potentieel van het bestaande draadstel, dat momenteel uitgebaat wordt op 220 kV maar ontworpen is voor een uitbatingsspanning van 380 kV, volledig te benutten door de uitbatingsspanning te verhogen naar zijn ontwerpspanning van 380 kV en bijhorend de nodige aanpassingen aan transformatiecapaciteit te realiseren in de betrokken onderstations. Eventuele verdere versterking van de transportcapaciteit met hoogperformantiegeleiders kan aangewezen zijn en is te bevestigen door verdere studies.

De timing van dit project is indicatief richting 2035-2040, gelet op de huidig gekende systeemnoden.

VILLEROUX-RIMIÈRE

Voorliggend project betreft een mogelijke herbestemming of vervanging van de bestaande 220 kV corridor. Gelet op de evoluties in de regio ter ondersteuning van de lokale onthaalcapaciteit en verdere marktintegratie met Luxemburg, Frankrijk en/of Duitsland, is een herbestemming of alternatief aan de bestaande 220 kV corridor – met einde levensduur richting 2040 – mogelijk noodzakelijk. Het project ligt indicatief en ter studie voor op de 2040 horizon en wordt beïnvloed door de verdere evoluties in de Luikse en Luxemburgse regio gelinkt aan de snelheid van de energietransitie.

4.5.1.4. Plaatsing van Dynamic Line Rating

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Dynamic Line Rating	Investeringen voor de plaatsing van Ampacimons	52	Ja	Gepland	Doorlopend	In uitvoering

Ampacimon is een technologie die een netbeheerder in staat stelt om de belasting van bovengrondse verbindingen live te kunnen monitoren met een grotere accuraatheid dan de meettransformatoren aan weerszijde van de verbinding. De technologie meet de reële doorhanging van bovengrondse verbindingen uitgerust met klassieke geleiders. Het laat toe om de reële transportcapaciteit van bovengrondse verbindingen, in functie van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau beter in te schatten. Dit principe noemt men ook Dynamic Line rating. De Ampacimon technologie kan niet gehanteerd worden voor hoogperformantiegeleiders gezien de niet lineaire afhankelijkheid tussen de doorhanging en de transportcapaciteit. Elia onderzoekt echter wel alternatieven om dynamic line rating in de toekomst ook toe te kunnen passen op verbindingen uitgerust met hoogperformantiegeleiders.

Voor wat betreft het 380 kV-net wordt het belastingsniveau van lijnen die nog niet uitgerust zijn met hoogperformantiegeleiders stelselmatig beoordeeld en indien nodig uitgerust met dynamic line rating. Bij het upgraden van verbindingen met hoogperformantiegeleiders, verhoogt de transportcapaciteit en verliezen de Ampacimon modules hun nut en worden de modules verplaatst naar de meest geschikte locatie. Dit is op zich dus geen éénmalig project, maar vereist een continue opvolging. Vandaar dat dit hier weergegeven wordt als een “enveloppe project”. Delen van de verbindingen Doel-Zandvliet, Gramme-Van Eyck en Gramme-Courcelles beschikken bijvoorbeeld over Ampacimons in afwachting van de upgrade met hoogperformantiegeleiders.

4.5.2. REALISATIE VAN DE ONTBREKENDE SCHAKELS

4.5.2.1. Ventilus

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Ventilus	Het inlussen van de Stevin-as via een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding die gedeeltelijk ondergronds gebracht kan worden, inclusief aanpassingen aan onderstations, zoals de plaatsing van transformatoren en het ondergronds brengen van 150 kV luchtlijnen	53	Ja	Gepland	2028-2030	Gepland

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het Ventilus project heeft volgende drijfveren:

1. De aansluiting van nieuwe offshore windparken en bijkomende (hybride) interconnectoren d.m.v. de offshore Energie Hub via het Prinses Elisabeth Eiland;
2. Het inlussen van de bestaande Stevin-verbinding om te komen tot een meer robuuste netstructuur en het verlagen van de netrisico's. Samen met Boucle Du Hainaut, die de as Horta-Mercator inlust, evolueert het Belgische 380 kV-net van één lus op 380 kV naar drie lussen. Die netwerk architectuur biedt een aanzienlijke verhoging van de transportcapaciteit én de nodige robuustheid en flexibiliteit om onze centrale positie in het Europese systeem te verankeren en de volgende stappen richting 2050 op een ordelijke manier te organiseren.
3. Het verhogen van de onthaalcapaciteit in West-Vlaanderen voor nieuwe productie-eenheden, zoals nieuwe onshore windparken;
4. Het versterken en betrouwbaarder maken van de voeding van het 150 kV-net in de regio Izegem met het oog op de lokale groei van de elektriciteitsconsumptie;
5. Het voorzien van een optimale vervanging van de 150 kV-verbinding tussen de onderstations Slijkens en Brugge Waggelwater;

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

FIGUUR 4.37: VENTILUS & BOUCLE DU HAINAUT. HET BLAUWE BOLLETJE IN DE "PRINSES ELISABETH – ZONE" STELT HET PRINSES ELISABETH EILAND IN ZIJN GEHEEL VOOR. DE DETAILS VAN DE ELEKTRISCHE INFRASTRUCTUUR OP HET EILAND ZIJN NIET WEERGEGEVEN

Voorliggend project "Ventilus" werd reeds ter goedkeuring voorgelegd in het federaal ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het Ventilus-project heeft als doel het 380 kV-net in de kustregio te versterken via de uitbouw van een nieuwe 380 kV bovengrondse wisselstroomverbinding met een transportcapaciteit van 6 GW (2 x 3 GW) tussen de Stevin-as en het 380 kV onderstation Avelgem. Het traject kan slechts gedeeltelijk ondergronds voorzien worden teneinde een stabiele werking te kunnen garanderen. Eveneens dienen hierbij de nodige compensatiespoelen voorzien te worden in de extremiteiten van de verbinding met het oog op het spanningsbeheer. Voorgaande keuzes komen voort uit technologiestudies die bekrachtigd werden door externe experten. Centraal hierbij staat een veilige en stabiele werking van het elektriciteitsnet. Documentatie betreffende de keuze voor wisselstroom als enige redelijke technologische oplossing evenals de onmogelijkheid om deze corridor volledig ondergronds aan te leggen kan teruggevonden worden via de project-website www.ventilus.be.

Dankzij het inlussen van de nieuwe hoogspanningsverbinding met de Stevin-as vergroot de netveiligheid doordat er meerdere paden zijn om uitvalsituaties op te vangen en vergroot de toename in onthaalcapaciteit ten opzichte van een niet geluste structuur. De totale onthaalcapaciteit op het 380 kV net voor de regio West-Vlaanderen neemt zo toe met 4 GW in plaats van 3 GW, namelijk van ca. 3 GW (Stevin-as) naar ca. 7 GW (Stevin-as + Ventilus). De bijkomende gecreëerde onthaalcapaciteit van 4 GW volstaat voor de aansluiting van het Prinses Elisabeth Eiland (3,5 GW) en biedt eveneens de nodige marge voor onshore ontwikkelingen.

Teneinde over de volledige onthaalcapaciteit te kunnen beschikken is het echter van belang dat de vermogenstromen gestuurd kunnen worden over beide assen. Netanalyses tonen immers aan dat in functie van de netomstandigheden er een concentratie van vermogen kan optreden op één van beide assen, waardoor deze sneller in overbelasting gaat en bijgevolg de onthaalcapaciteit beperkt. Om die reden wordt er voorzien dwarsregeltransformatoren te plaatsen op het koppelpunt tussen de Stevin- en Ventilus-as. Het sturen van vermogen dient immers mogelijk te zijn in beide richtingen. Deze oplossing laat ook toe onderhoud op alle netelementen op meer efficiënte wijze te organiseren.

Het inlussen van de Stevin-as via de Ventilus-corridor heeft als ander belangrijk voordeel dat er een wederzijdse ondersteuningsmogelijkheid tussen beide verbindingen ontstaat. Dit leidt tot een noodzakelijke verkleining van de netrisico's tijdens onderhoud en incidentsituaties, gezien het getransporteerde vermogen op de ene verbinding grotendeels hernomen kan worden door de andere verbinding. Het verlies van dergelijke grote vermogens (meerdere GW'en) kan immers verreikende gevolgen hebben zowel voor de bevoorradingszekerheid als de marktprijzen, en dit niet alleen in België maar in heel Europa.

Een nieuwe hoogspanningssite 'TBD' zal langsheen het traject van de nieuwe Ventilus-verbinding opgericht worden die allereerst dienst zal doen als aansluitingspunt voor het Belgische energie-eiland. Te 'TBD' zal daarom zowel een 380 kV- als een 220 kV-onderstation ontwikkeld worden waarop respectievelijk de onshore AC/DC-convertor(en) van het energie-eiland en de zes 220 kV AC-kabels aangesloten zullen worden. Beide onderstations zullen met elkaar gekoppeld worden via transformatoren 380/220 kV. Via het 380 kV-onderstation van 'TBD' zal ook een doorverbinding naar de Stevin-as gecreëerd worden. Te 'TBD' wordt er ook voorzien de dwarsregeltransformatoren te plaatsen.

Sinds de goedkeuring van de netoplossing in het vorige ontwikkelingsplan werd een geïntegreerd planningsproces opgestart dat de verschillende procedures omvat die leiden tot het bekomen van de nodige vergunningen en toelatingen om de verschillende onderdelen van het Ventilus-project te kunnen bouwen. Dit geïntegreerd planningsproces omvat onder andere het ruimtelijke uitvoeringsplan, de milieubeoordeling, de ruimtelijke passende beoordeling, de watertoets en andere effectbeoordelingen.

Het geïntegreerd planningsproces bevindt zich in de eerste stadia, namelijk tussen start- en scopingnota. Als gevolg hiervan is de uiteindelijke uitvoeringsvorm van het Ventilus-project nog niet bekend. Het proces houdt immers nog rekening met een aantal varianten zowel naar traject van de nieuwe 380 kV-corridor, de locatie van het nieuwe onderstation 'TBD' evenals het aanlandingspunt van de offshore kabels van het energie-eiland. Bijkomend is er een dubbelcheck van de technologiestudie uitgevoerd evenals extra initiatieven georganiseerd rond gezondheid, landbouw, vogelslachtoffers en waardevermindering [VLA-2][21].

De impact op het onderliggende 150 kV-net hangt af van het weerhouden traject voor de Ventilus-corridor. Zo kan het traject van sommige 150 kV-lijnen immers hergebruikt worden voor de nieuwe 380 kV-corridor. Zoals vermeld in de startnota wordt ervan uitgegaan dat de bestaande 380 kV-verbindingen tussen Avelgem en Izegem deel zullen uitmaken van de Ventilus-corridor. Hiertoe dienen de bestaande geleiders vervangen te worden door hoogperformantiegeleiders om eveneens de benodigde transportcapaciteit van 2x3 GW op dit gedeelte te bekomen. Ook deze werken zullen afhangen van de finaal weerhouden uitvoeringsvorm van Ventilus in de volgende stappen van het vergunningsproces.

Zoals in meer detail beschreven wordt in §5.12.7 wordt een versterking van de voeding van het 150 kV-net in de kustregio automatisch bekomen via de inlussing van de Stevin-as. De versterking van de voeding van de regio Izegem wordt bekomen door de bouw van een 380 kV-on-

21 Zie [VLA-2] voor meer informatie over het geïntegreerde planningsproces en documentatie.

derstation te Izegem waarop de bestaande twee transformatoren 380/150 kV aangesloten worden. Deze robuustere voedingswijze vermijdt dat bij bepaalde incidenten zowel een transformator 380/150 kV te Izegem als te Ruien verloren wordt. Een bijkomende versterking van het lokale 150 kV-net in het zuiden van West-Vlaanderen kan bekomen worden door de plaatsing van een derde transformator 380/150 kV te Izegem. De bouw van het 380 kV-onderstation te Izegem vormt een onderdeel van alle varianten van de Ventilus-corridor in de startnota. Het vervolg van het vergunningsproces zal uitwijzen of dit behouden blijft.

4.5.2.2. Boucle du Hainaut

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Boucle du Hainaut – nieuwe corridor tussen Avelgem en Courcelles	Vervanging van bestaand onderstation Courcelles 380 kV AIS door GIS	54	Ja	Gepland	2027	Beslist
	Vernieuwing onderstation Avelgem 380 kV met mogelijks lokale ingraving 150 kV verbinding	55	Ja	Gepland	2027	Beslist
	Nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding Avelgem - Courcelles die gedeeltelijk ondergronds gebracht kan worden, inclusief postaanpassingen en versterking van de transformatiecapaciteit in de regio West-Henegouwen	56	Ja	Gepland	2030	In studie

De projecten met betrekking tot de posten Avelgem en Courcelles vielen in het vorige FOP onder de noemer “Boucle Du Hainaut”. Gezien de vorderingen in studie en beter zicht op de uitvoeringsmodaliteiten, werd in dit plan geopteerd om de postprojecten afzonderlijk te beschouwen ten opzichte va het lijnproject.

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het project “Boucle du Hainaut” heeft volgende drijfveren:

1. **Het verzekeren van een competitieve en betaalbare toegang tot elektriciteit**

   De nieuwe as Boucle du Hainaut laat toe om meer productie, voornamelijk offshore productie uit de Noordzee, te integreren in het Belgisch elektriciteitssysteem. Bovendien faciliteert de as energie-uitwisselingen met de buurlanden via interconnecties, voornamelijk met Frankrijk via de (recent versterkte) as Avelgem – Avelin (FR). Dit leidt tot een verlaging van de elektriciteitsprijzen voor de consument, en zal ook bijdragen aan een algemene prijsconvergentie tussen België en de verschillende buurlanden, door een verdere facilitatie van de Europese marktwerking.

   Bovendien zal de nieuwe as leiden tot minder operationele kosten gelinkt aan het beheer van de elektriciteitsstromen (redispatch-maatregelen), die finaal ook worden doorgerekend in de elektriciteitsafrekening van de consument. Met name zal de as Boucle du Hainaut de zwaarbelaste (en reeds versterkte) as Horta – Mercator kunnen ontlasten, door het creëren van een parallel pad aan deze as.

2. **Het vergroten van de onthaalcapaciteit voor hernieuwbare energiebronnen**

   De as Boucle du Hainaut laat toe om hernieuwbare elektriciteit, komende van de offshore windparken en (hybride) interconnectoren, richting het binnenland te transporteren. Daarom is Boucle du Hainaut onontbeerlijk om de productie komende van windmolenparken op zee, uit Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, alsook van andere hernieuwbare energiebronnen, in het Belgisch elektriciteitsnet te integreren.

3. **Het ondersteunen van de economische ontwikkeling in Wallonië en meer bepaald in Henegouwen**

   De nieuwe as Boucle du Hainaut versterkt de voeding van het onderliggende 150 kV net in Wallonië, en meer bepaald in Henegouwen, en creëert de nodige onthaalcapaciteit om de afname van elektriciteit, met het oog op een verwachte groei in elektriciteitsconsumptie in deze regio door de elektrificatie van de industrie, te faciliteren (zie §3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België). Daarom is het project Boucle du Hainaut onontbeerlijk om de economische aantrekkelijkheid van de provincie en de regio te verzekeren.

4. **Het betrouwbaarder maken van de elektriciteitsvoorziening voor de consument**

   Enerzijds verhoogt de aanwezigheid van de nieuwe as Boucle du Hainaut de onderhoudbaarheid van de assen Avelgem – Horta en Horta – Mercator. Door het realiseren van een parallel pad kunnen de circuits op deze bestaande assen makkelijker onderbroken worden voor onderhoud en werken.

   Anderzijds mitigeert de as Belgische en Europese netrisico’s. Zonder Boucle du Hainaut is de as Horta – Mercator de enige verbinding tussen de westelijke backbone en de backbone in het centrum en oosten van het land. Bij een plots verlies van de volledige verbinding (beide draadstellen) bestaat er een significant risico voor de stabiliteit van het volledige Europese continentale net. Systeemsplits of een cascade van afschakelingen zijn niet uit te sluiten. Samen met Ventilus, die de as Stevin inlust, evolueert het Belgische 380 kV-net van één lus op 380 kV naar drie lussen. Die netwerk architectuur biedt een aanzienlijke verhoging van de transportcapaciteit én de nodige robuustheid en flexibiliteit om onze centrale positie in het Europese systeem te verankeren en de volgende stappen richting 2050 op een ordelijke manier te organiseren.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Voorliggend project “Boucle du Hainaut” werd reeds goedgekeurd in het federaal ontwikkelingsplan 2020-2030.

Het project heeft als doel het realiseren van een nieuwe 380 kV corridor tussen Avelgem en Courcelles, met een transportcapaciteit van 6 GW. De nieuwe corridor Avelgem – Courcelles wordt gerealiseerd in een bovengrondse wisselstroomverbinding bestaande uit twee draadstellen, die lokaal ondergronds gebracht kan worden. De totale afstand waarover de as ondergronds gebracht kan worden, over de hele corridor gezien, is tot een technisch maximum beperkt, teneinde een stabiele werking van het net te kunnen garanderen. Voorgaande keuzes komen voort uit technologiestudies die bekrachtigd werden door externe experten. Centraal hierbij staat een veilige en stabiele werking van het elektriciteitsnet. Meer informatie betreffende de keuze voor wisselstroom als enige redelijke technologische oplossing evenals de onmogelijkheid om deze corridor volledig ondergronds aan te leggen kan teruggevonden worden via de project-website www.boucleduhainaut.be.

Door de realisatie van deze nieuwe corridor wordt de totale transportcapaciteit tussen het westen en het centrum van België, via de 380 kV assen Avelgem – Mercator en Avelgem – Courcelles, verhoogd tot een totale transportcapaciteit van 9 GW in N-1 veilige uitbatingstoestand van het net, waarbij steeds het verlies van één draadstel kan worden opgevangen door de rest van het net.

Tevens worden de onderstations aan beide uiteinden van de nieuwe corridor volledig of gedeeltelijk vernieuwd en voorzien op het aansluiten van de twee nieuwe circuits:

- Het 380 kV onderstation in Courcelles wordt volledig vernieuwd, waarbij het huidige luchtgeïsoleerde onderstation (AIS) volledig wordt vervangen door een nieuw gasgeïsoleerd onderstation (GIS). Zowel een GIS-oplossing als een AIS-oplossing werden geanalyseerd, waarbij uiteindelijk werd geopteerd voor een GIS-oplossing, hoofdzakelijk wegens plaatsgebrek binnen de huidige grenzen van het onderstation voor het plaatsen van een nieuw AIS onderstation 380 kV dat voldoet aan alle vereisten voor het aansluiten van de nieuwe corridor Avelgem – Courcelles. Dit zou een te grote impact hebben op timing, haalbaarheid en budget;
- Het 380 kV onderstation in Avelgem wordt behouden in zijn huidige luchtgeïsoleerde (AIS) opstelling, doch ingrijpende aanpassingen en vervangingen zijn te voorzien aan zowel de velden als de railstellen om de nodige transportcapaciteit doorheen het onderstation te garanderen. De keuze voor een AIS-onderstation te Avelgem zorgt er tevens voor dat een grote hoeveelheid aan SF6 vermeden kan worden.

Bijkomend dienen, afhankelijk van de totale afstand waarover de corridor lokaal ondergronds gebracht wordt, compensatiespoelen geplaatst te worden langs de nieuwe as. Ondergrondse kabels induceren immers een aanzienlijke hoeveelheid reactief vermogen in het net, dat lokaal gecompenseerd moet worden door deze compensatiespoelen (meer informatie over dit fenomeen is terug te vinden in §3.4 Middelen voor spanningsbeheer). Deze compensatie-oplossing bestaat uit het plaatsen van een welbepaalde combinatie van regelbare en niet-regelbare compensatiespoelen, waarvan sommigen rechtstreeks op de draadstellen van de as aangesloten worden, en anderen op de railstellen van één of beide 380 kV onderstations op de uiteinden van de as.

Verder wordt een versterkte voeding van het onderliggende 150 kV net in de regio West-Henegouwen voorzien vanuit deze nieuwe corridor tussen Avelgem en Courcelles. Met name het 150 kV onderstation van Chièvres vormt een uitstekende opportuniteit om, indien het traject van de nieuwe as in de nabijheid van dit onderstation kan passeren, een lokale aftakking op de as te voorzien. Vanuit deze aftakking zal een nieuw te installeren transformator 380/150 kV het lokale 150 kV net voeden.

Tenslotte dienen, gelinkt aan deze nieuwe 380 kV corridor en de versterkte voeding van het onderliggende 150 kV net, ook aanpassingen te worden uitgevoerd op dit lokaal 150 kV net. Deze aanpassingen staan verder beschreven in §5.4 Henegouwen. Ook dienen rond het 380 kV onderstation in Avelgem mogelijk bepaalde 150 kV circuits lokaal ondergronds gebracht te worden om bovengrondse kruisingen van deze circuits en de nieuwe 380 kV as te vermijden.

Het project wordt gefaseerd uitgevoerd, waarbij in een eerste fase de 380 kV onderstations in Avelgem en Courcelles reeds aangepast en vernieuwd worden, met een gepland einde van de werken in 2027 in beide onderstations.

In een tweede fase wordt de realisatie van de as Boucle du Hainaut zelf voorzien, alsook de nodige aansluitingen op de reeds vernieuwde onderstations in Avelgem en Courcelles en het plaatsen van de nodige compensatiespoelen en een nieuwe transformator 380/150 kV, met een beoogde indienstname tegen eind 2030.

In functie van het finale traject dienen mogelijks lokaal delen van bestaande 150 kV-verbindingen ook ondergronds gebracht te worden. De planning van deze indienstname is echter sterk afhankelijk van het tijdig verkrijgen van de nodige vergunningen, waarbij een aanvraag tot aanpassing van het Waalse gewestplan momenteel lopende is. Ook in Vlaanderen dienen de nodige vergunningen verkregen te worden, waaronder een aanpassing van het ruimtelijk uitvoeringsplan. Het is op te merken dat de voorgestelde technische oplossing onderhevig is aan een toekomstige beslissing rond aanpassing van het Waalse gewestplan en het Vlaamse ruimtelijk uitvoeringsplan.

4.5.2.3. Versterken van de as Gezelle – Van Maerlant

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Gezelle-Van Maerlant	Plaatsen van bijkomende kabels 380 kV in het kader van bijkomende productie aan offshore wind	57	Nee	Indicatief	~2035	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

De ondergrondse 380 kV kabelverbinding tussen de onderstations Gezelle en Van Maerlant maakt deel uit van de 380 kV Stevin-as die het nabij de kust gelegen onderstation Stevin verbindt met het onderstation Horta nabij Gent. Tot de realisatie van de nieuwe Ventilus-as is deze Stevin-as de enige verbinding die de elektriciteit komende van de offshore windproductie en de offshore interconnector NEMO link richting het binnenland transporteert.

De kabelverbinding Gezelle – Van Maerlant heeft een lagere totale transportcapaciteit dan het overige, bovengrondse deel van de Stevin-as, aangezien deze initieel, bij de creatie van de Stevin-as, ontworpen en geoptimaliseerd werd afgestemd op de toen geldende noden, zijnde een transportcapaciteit van 3 GW in een N-1 veilige uitbatingstoestand van het net. Deze kabelverbinding vormt daardoor zowel voor als na de integratie van de Ventilus-as de beperkende factor voor een verdere verhoging van de totale transportcapaciteit tussen de kust en het binnenland, die vandaag 7 GW bedraagt in een N-1 veilige uitbatingstoestand van het net. Daardoor vormt deze verbinding dus ook de beperkende factor voor een verdere aansluiting van offshore windenergie aan de Belgische kust.

Een verdere capaciteitsverhoging van de verbinding Gezelle – Van Maerlant faciliteert zodus een bijkomende productie van offshore wind, die rechtstreeks op land kan worden aangesloten aan de kust, meer specifiek in het kader van een toekomstige repowering van de eerste Belgische offshore windzone, deels aangesloten op het offshore platform OSY (zie ook §4.2.5 Verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee).

Binnen dit project worden verschillende opties bestudeerd om de transportcapaciteit van de Stevin-as te optimaliseren. De exacte toename in onthaalcapaciteit dient verder bestudeerd te worden.

Het project wordt indicatief voorgelegd in dit ontwikkelingsplan, met een beoogde indienstname rond 2035, gelinkt aan de timing van een eventuele repowering van de eerste Belgische offshore windzone.

4.5.3. VERZEKEREN VAN DE SYSTEEMSTABILITEIT

4.5.3.1. Middelen voor spanningsbeheer fase 3

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	De installatie van een shunt reactor 150 kV 75 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het onderstation van **Lint 150 kV**	58	Nee	Gepland	2025	In uitvoering
	De installatie van een shunt reactor 150 kV 75 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het onderstation van **Zwijndrecht 150 kV**	59	Nee	Gepland	2024	In uitvoering
	De installatie van een shunt reactor 150 kV 75 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het onderstation van **Avernas 150 kV**	60	Nee	Gepland	2024	In uitvoering
	De installatie van een shunt reactor 380 kV 130 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het onderstation van **Meerhout 380 kV**	61	Nee	Gepland	2026	In uitvoering
	De installatie van een shunt reactor 380 kV 130 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het onderstation van **Champion 380 kV**	62	Nee	Gepland	2025	In uitvoering
	De installatie van twee shunt reactoren 380 kV 160 MVar met regelaar en bijkomende aansluitvelden op het onderstation van **Bruegel 380 kV**	63	Nee	Gepland	2027-2028	In uitvoering
	De installatie van een shunt reactor 380 kV 160 MVar met regelaar en bijkomend aansluitveld op het onderstation van **Massenhoven 380 kV**	64	Nee	Gepland	2028	In uitvoering

Merk op dat bij “Vermeld in FOP 2020-2030” er steeds een “Nee” staat. Het project voltage controle fase 3 was wel degelijk opgenomen. De precieze nood en locaties waren echter nog niet bepaald. Dat is voor dit plan wel gebeurd.

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het project “Middelen voor spanningsbeheer fase 3” heeft volgende drijfveren:

1. Het voorkomen van een overschrijding van de spanningen boven de toegelaten materiaallimieten van de hoogspanningstoestellen op het transmissienetwerk;
2. Het voorkomen van te lage spanningen die de spanningsstabiliteit in het gedrang kunnen brengen;
3. De uitbouw van een robuust en stabiel systeem gewapend tegen het onverwachte verlies van een netelement;
4. Het garanderen van de importniveaus volgens de Europese regelgeving[22].

Paragraaf 3.4 Middelen voor Spanningsbeheer behandelt deze noden in detail.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

Het project ‘Middelen voor spanningsbeheer fase 3’ definieert welke spanningsregelende middelen er nodig zijn tegen 2025. Door de sluiting van vijf van de zeven kerncentrales, verliest Elia immers een groot potentieel aan spanningsregelende middelen op het Belgische transmissienet.

Netstudies hebben een nood geïdentificeerd aan 965 MVar aan inductieve compensatie. Er worden in het totaal 3 shunt reactoren 150 kV en 5 shunt reactoren 380 kV voorzien. Deze shunt reactoren worden verdeeld over 7 verschillende sites. Een deel van de shunt reactoren 380 kV wordt voorzien van een regelaar. Met een regelaar kan de inductieve compensatie van de shunt reactor, binnen bepaalde grenzen, geregeld worden.

22 Referentie naar Clean Energy Package.

4.5.3.2. Middelen voor spanningsbeheer fase 4

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Middelen voor spanningsbeheer fase 4	Nieuwe, waarschijnlijk dynamische, spanningsregelende middelen in het kader van de energietransitie	65	Nee	Conditioneel	2030	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

Het project “Middelen voor spanningsbeheer fase 4” heeft volgende drijfveren:

1. Het voorkomen van een overschrijding van de spanningen boven de toegelaten materiaallimieten van de hoogspanningstoestellen op het transmissienetwerk;
2. Het voorkomen van te lage spanningen die de spanningsstabiliteit in het gedrang kunnen brengen;
3. De uitbouw van een robuust en stabiel systeem gewapend tegen het onverwachte verlies van een netelement;
4. Het garanderen van de importniveaus volgens de Europese regelgeving[23].

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

In dit project wordt er gekeken naar de behoefte aan spanningsregelende middelen in de periode 2026-2034. De behoefte, timing en oplossing(en) worden bijgestuurd in functie van de evolutie van het productiepark, de uitbatingsmogelijkheden, de marktontwikkelingen voor reactief vermogen, de evolutie in het reactief gedrag van de belasting als ook regelgevende vereisten. In dit kader dient nog verder bestudeerd te worden wat de impact is van 5,8 GW offshore windproductie op de spanningshuishouding van het Belgische net. De windproductie kan immers op een korte tijdspanne enorm fluctueren, waardoor de stromen op het net ook volatiel worden. Het beheren van de spanning in een dergelijke context vergt zeer snelle dynamische regelmogelijkheden. Gezien de impact van de verlenging van bepaalde nucleaire centrales op deze noden nog verder bepaald dient te worden, is dit project conditioneel opgenomen in voorliggend ontwikkelingsplan.

4.5.3.3. Synchrone compensatoren

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Synchrone compensatoren	Plaatsing van 2 tot 3 synchrone compensatoren voor het garanderen van de systeemstabiliteit bij de integratie van zeer grote hoeveelheden hernieuwbare energie	66	Nee	Ter goedkeuring	2028-2030	In studie

BEHOEFTEN EN DRIJFVEREN

De paragraaf 3.5 Stabiliteitsnoden ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden hernieuwbare energie licht de uitdagingen voor het te allen tijde garanderen van de systeemstabiliteit toe, ten gevolge van de integratie van grote hoeveelheden hernieuwbare energie. Volatiele hernieuwbare energiebronnen, gekoppeld aan het net door middel van omvormers, gedragen zich immers op een fundamenteel verschillende manier vergeleken met klassieke bronnen van elektrische energie.

In de Belgische kustregio bevindt zich in de toekomst een erg grote concentratie aan hernieuwbare energiebronnen en HVDC-convertoren (cumulatief tot 7 GW) op een zeer kleine regio. In de bovenstaande vermelde sectie wordt duidelijk toegelicht dat er in specifieke situaties een instabiliteit in het net kan optreden, waardoor de spanningsgolfvorm ontoelaatbare oscillaties vertoont.

Een dergelijk gedrag van de spanning kan uiteindelijk leiden tot een automatische afschakeling van hernieuwbare productie-eenheden of schade veroorzaken aan vele installaties. In het slechtste geval treedt er een cascade-effect op, waarbij een grote hoeveelheid aan omvormers zich ineens van het net afschakelt. Een dergelijke situatie is natuurlijk onaanvaardbaar en dient gemitigeerd te worden.

Uit de analyse blijkt dat de enige oplossing die voldoende flexibiliteit en robuustheid biedt om de risico’s gelinkt aan de zeer specifieke situatie in de kustregio te mitigeren op de voorziene tijdshorizon, het installeren van synchrone compensatoren is. Bijkomend bieden deze toestellen ook nog tal van andere voordelen, zoals het beheren van de spanning en het verhogen van de kortsluitstroom.

ALGEMENE OMSCHRIJVING VAN HET PROJECT

De scope van het project omvat de plaatsing van 2 tot 3 synchrone compensatoren in de kustregio, eventueel uitgerust met een vliegwiel om een erg hoge inertie te bereiken. Meer toelichting over deze technologie is beschikbaar in §2.3 Technologie in de energietransitie. Gedetailleerde studies zijn nog lopende om het exacte aantal en de exacte karakteristieken van deze toestellen te bepalen.

Qua plaatsing geldt het principe dat deze best zo dicht mogelijk bij de bron van de instabiliteit, dus de omvormers, geplaatst worden. De post Gezelle is vandaag de referentie voor de plaatsing van deze toestellen

Het project is vandaag nog in studie en beoogt een indienstname die afgestemd is op de realisatie van de aankoppeling van de nieuwe windturbines via het Prinses Elisabeth Eiland.

23 Referentie naar Clean Energy Package.

4.6 Langetermijn-facilitatie van de energietransitie

De hierboven voorgestelde projecten kaderen binnen de tijdshorizon van dit Ontwikkelingsplan als antwoord op de uitdagingen die de verschillende bestudeerde scenario's van de Belgische en Europese Energiemix met zich meebrengen. De horizon 2034 is echter niet het eindpunt van de energietransitie, maar eerder een tussenstap op weg naar de volledige decarbonisatie van de volledige energiesector tegen 2050.

Hoe verder de horizon, hoe meer onduidelijkheid er echter bestaat over de mogelijke evoluties, hypothesen en ontwikkeling van de technologie. Het is dus weinig zinvol om een volledig sluitend infrastructuurplan voor een dergelijke verre horizon uit te werken. Net om die reden wordt het Federaal Ontwikkelingsplan elke 4 jaar opnieuw bijgewerkt.

Het is echter wel noodzakelijk om nu reeds de algemene strategie vast te leggen van de netontwikkeling na de horizon 2034. Het voorliggend Ontwikkelingsplan kadert immers binnen een volledige decarbonisatie tegen 2050 en moet het dus mogelijk maken om de meerdere mogelijke toekomsten na 2034 te faciliteren.

Tussen 2034 en 2050 zullen er nog aanzienlijke ontwikkelingen en investeringen nodig zijn in het transmissienet. Onderstaande paragrafen beschrijven de strategische studieprojecten in de portfolio van Elia, die moeten toelaten om voor een volgend Ontwikkelingsplan de volgende golf aan meer concrete infrastructuurontwikkelingen te bepalen.

4.6.1. NORTH SEA OFFSHORE GRID

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
3e hybride offshore systeem	Ontwikkeling van een 3e Hybride offshore systeem	67	Nee	Indicatief	2035-2040	In studie
Northsea Offshore Grid	North Sea Offshore Grid - Studie naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd grensoverschrijdend net in de Noordzee	68	Ja	Indicatief	TBD	In studie

Met de publicatie in November 2021 van de "**EU Strategy on Offshore Renewable Energy**" [EUC-22], geeft de Europese Commissie duidelijk aan dat de ontwikkeling van offshore windproductie een belangrijk fundament is in de weg naar klimaatneutraliteit voor het volledige continent. Over alle Europese zeeën heen beschouwd, werd er de ambitie geformuleerd om tegen 2050 maar liefst 300 GW aan offshore windproductie te installeren.

De realisatie van de projecten Prinses Elisabeth Eiland en Triton, zoals voorzien in het voorliggende ontwikkelingsplan zorgt reeds voor een belangrijke stap richting klimaatneutraliteit voor de Belgische en Europese samenleving maar is in het licht van deze ambities duidelijk geen eindpunt. Het is het begin van een traject waarbij, om op het pad van klimaatneutraliteit te blijven, de integratie van bijkomende hernieuwbare offshore energie noodzakelijk blijft.

Hiertoe formuleerde de Belgische overheid reeds de ambitie om te onderzoeken of de offshore windproductie in de Belgische wateren verhoogd kan worden naar het geschatte theoretische maximale potentieel van 8 GW. De paragraaf 4.2.5 Verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee beschrijft de studies die Elia hiervoor reeds lanceerde.

In §3.2 Behoeften tot ontwikkeling van grensoverschrijdende en offshore verbindingen onderzocht Elia de meest efficiënte wijze, vanuit Europees perspectief, om deze integratie van dergelijk grote hoeveelheden offshore windenergie in het elektriciteitssysteem te realiseren.

De oprichting van een offshore energie-hub op het Prinses Elisabeth Eiland vervult, middels de aansluiting van hybride interconnectoren zoals Nautilus en TritonLink, een cruciale rol in deze integratie van grote hoeveelheden offshore hernieuwbare energie in het Belgische en Europese energiesysteem. Het vormt de eerste bouwsteen van het offshore vermaasde net, dewelke de meest efficiënte manier is om de offshore energie te integreren in het elektriciteitssysteem.

Naast de oprichting van offshore hubs, is er tevens een duidelijke nood aan een offshore Noord-Zuid ruggengraat, doorheen de gehele Noordzee. De hybride interconnector TritonLink, die aangelegd zal worden tussen het Prinses Elisabeth Eilanden de Deense offshore energiehub, is een eerste stap in de creatie van deze Noord-Zuid verbinding en geeft België, in een eerste fase, toegang tot 3 GW aan Deense offshore windproductie.

De keuze voor het ontwikkelen van hybride systemen, op de juiste locaties in functie van de systeemnoden, ontsluit meer HEB-integratie op een efficiënte wijze, vergeleken met radiale aansluitingen en point-to-point interconnectoren. Dit betekent niet dat radiale aansluitingen niet meer zinvol zijn, maar een anticipatie om in de toekomst te evolueren naar een hybride of vermaasde configuratie is noodzakelijk.

In dit kader onderneemt Elia, onder de noemer van het studieproject "ontwikkeling van een 3e hybride offshore systeem" proactief actie met de Noordzeelanden om de volgende concrete stap in de ontwikkeling van het offshore net te definiëren en toekomstige hybride projecten met de meeste toegevoegde waarde voor de samenleving te selecteren. Het is ook een mogelijkheid om in een eerste fase een radiale aansluiting te voorzien, die in een latere fase mogelijks zal evolueren naar een hybride interconnectie. De voorziene timing is momenteel een realisatie op de horizon 2035-2040.

Voor wat betreft de lange termijn ambitie op de horizon 2050 blijft Elia betrokken bij de studies omtrent de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd grensoverschrijdend net in de Noordzee, voortbouwend op de hierboven toegelichte eerste stappen. Specifiek het vermelden waard is het "Offshore Network Development Plan" of "ONDP", dat volgens de gereviseerde TEN-E verordening, op tweejaarlijkse basis door ENTSO-E zal opgesteld dienen te worden, met een eerste publicatie in 2024. Het doel van dit ONDP is om enerzijds een duidelijk zicht te creëren op de te ontwikkelen hernieuwbare energieopwekking in elk zeebekken (Noordzee, Baltische zee, ...) tegen 2050, met tussenliggende stappen in 2030 en 2040, in lijn met de nationale energie- en klimaatplannen en het beschikbare potentieel in het betrokken zeebekken. Anderzijds zullen deze strategische plannen ook een overkoepelend zicht bevatten op de hieruit resulterende noden wat betreft interconnectoren, hybride projecten, radiale aansluitingen en waterstofinfrastructuur.

De inspanningen van Elia in dit kader worden hier aangegeven met het studieproject "North Sea Offshore Grid", gezien België enkel betrokken partij is voor wat betreft het Noordzeebekken.

De complementariteit van de ontwikkeling van deze offshore infrastructuur met de nood voor bijkomende onshore corridors wordt in paragraaf 4.6.3 Verdere ontwikkelingen van de backbone nader behandeld.

4.6.2. ONTWIKKELING VAN ONSHORE INTERCONNECTIES

De onshore & offshore interconnectie projecten uit §4.2 en §4.3 kaderen binnen de tijdshorizon van dit Ontwikkelingsplan en geven antwoord aan de uitdagingen die de Belgische en Europese energiemix met zich meebrengen in de verschillende bestudeerde marktscenario's. De horizon 2030 en 2035 is echter een tussenstap richting de noodzakelijke verdere decarbonisering van de Europese maatschappij richting 2050. Op deze horizon zullen nog additionele en complementaire versterkingen in België en de bredere Noordzee regio noodzakelijk blijken. Elia kijkt hiervoor reeds vooruit en zal in samenspraak met de andere transmissienetbeheerders het verdere potentieel via studies onderzoeken. In dit hoofdstuk worden huidige denkpistes verder opgelijst, dewelke in aanvulling gezien moeten worden op §4.6.1 en dewelke ook gezamenlijk met de studies in §4.6.3 Verdere ontwikkelingen van de backbone bekeken zullen moeten worden. Deze noden & opportuniteiten worden deels aangegeven in §3.1.

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Interconnectie op de grenzen met Nederland, Frankrijk, Duitsland	Studie naar verdere ontwikkeling van onshore corridors binnen de Noordzeeregio, en de behoeften die nieuwe corridors op noord-, zuid- en oostgrens hierin kunnen invullen	69	Ja	Indicatief	TBD	In studie
Interconnectie met Luxemburg	Versterking interconnectie België - Luxemburg	70	Ja	Indicatief	~ 2040	In studie

Eerdere behoeftendetecties uit TYNDP18/20 gaven op de 2035 horizon een bijkomende nood aan marktuitwisselingscapaciteit op de interconnectie met Luxemburg. Hiervoor is er een trilateraal project met Creos & Amprion opgenomen zowel in het TYNDP22 als in vorige ontwikkelingsplannen. Het betreft een indicatief project met oplossingspiste op 220 kV ter hoogte van het onderstation in Aubange. Uit recente behoeftendetecties van zowel ENTSO-E IoSN 2022 en Elia's KARI studie (§3.1) komt deze nood minder prominent naar voor. Binnen dit Ontwikkelingsplan wordt dit project opnieuw indicatief op de 2040 horizon aldus opgenomen, in lijn ook met het meest recente TYNDP22. Verdere versterkingsmogelijkheden worden onderzocht in deze regio met Creos en Amprion (alsook RTE) over de landsgrenzen heen en waarbij de gepaste achterliggende back-

bone ontwikkelingen (voor België cfr. §4.5.1.3) en diens haalbaarheid ook bekeken moeten worden. De timing en scope van oplossingspistes zullen bepaald worden door de snelheid van de energietransitie en de ambities van de betrokken buurlanden, alsook de mogelijke komst van meer centrale en decentrale energieopslag in deze regio.

Verdere directe of indirecte (via hybride interconnectoren) interconnectie pistes met Nederland, Frankrijk of Duitsland – via offshore hubs (§4.6.1) of rechtstreeks onshore - worden gezamenlijk opgelijst als project in bovenstaande tabel na de 2035 horizon. De timing en scope van deze indicatieve projecten zullen afhangen van de snelheid en concrete invulling van de energietransitie in België en deze buurlanden. Doelstelling van verdere interconnectie-pistes is, om naast nodige marktuitwisselingscapaciteit ter ondersteuning van de prijsconvergentie zoals besproken in §3.1.4, ook de bevoorradingszekerheid en integratie van hernieuwbare energiebronnen maximaal te kunnen ondersteunen in lijn met de ITEG-doelstellingen voor België en onze buurlanden. Uit meest recente behoeftendetecties van zowel ENTSO-E IoSN en Elia's KARI-studie komen extra noden voor dergelijke transmissie ter onderzoek voornamelijk naar voren met Frankrijk en Duitsland richting 2040, bovenop noden op de 2030 horizon waarvoor projecten in §4.2 en §4.3 reeds bekeken zijn.

4.6.3. VERDERE ONTWIKKELINGEN VAN DE BACKBONE

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Verdere ontwikkeling backbone	Studie naar de verdere versterkingen van de interne backbone in het kader van verdere integratie van interconnecties en hernieuwbare energie op grote schaal	71	Nee	Indicatief	TBD	In studie

De tijdige uitbouw en versterkingen van het 380 kV net, zoals toegelicht in dit plan, is fundamenteel voor het realiseren van de energietransitie en vormt het fundament waarop grensoverschrijdende verbindingen, offshore infrastructuur en aansluiting van nieuwe (grote) netgebruikers verder gebouwd kunnen worden. Met de in dit ontwikkelingsplan voorgestelde evoluties, is het voorzien om zo goed als alle bestaande 380 kV assen maximaal te versterken met hoogperformantiegeleiders en enkele ontbrekende schakels in te vullen. Elia is geëngageerd om deze projecten zo snel als mogelijk te realiseren, gezien een vertraging een rem zou betekenen voor de energietransitie. Deze uitbouw van het 380 kV net faciliteert al een ongeëvenaarde integratie van hernieuwbare energie en grensoverschrijdende verbindingen. Met de realisatie van het Prinses Elisabeth Eiland, Nautilus, TritonLink, de versterking op de grensoverschrijdende verbindingen Lonny-Achène-Gramme en Van Eyck-Maasbracht en BE-DE II, zet België al een belangrijke stap in de richting van de decarbonisatie van de elektriciteitssector.

Op basis van de uitgevoerde studies (§3.3 Behoeften tot ontwikkeling van het interne net 380 kV) is het de verwachting dat op de middellange tot lange termijn deze upgrades en uitbreidingen echter ontoereikend zullen zijn om de verwachte toekomstige transportnoden, ten gevolge van onder meer de evoluties die in vorige twee paragrafen toegelicht werden en de doorgedreven elektrificatie van de industrie, af te dekken. Een concreet voorbeeld, volgende uit deze oefening, is de as Horta-Baekeland. Deze as is zichtbaar sterk belast, en een verdere elektrificatie van deze regio kan een versterking van deze as noodzaken.

In dit kader is Elia gestart met een onderzoek om deze toekomstige capaciteitsnoden op de horizonten 2040 en 2050 reeds in kaart te brengen en de strategie met betrekking tot een stapsgewijze uitrol van bijkomende corridors in de Belgische backbone te bepalen. Het doel is om zoals steeds een oplossing voor te stellen die maximaal beantwoordt aan alle netnoden, die rekening houdt met een robuust 380 kV-net en maximaal inzet op de publieke aanvaarding van het project. In dit kader volgt Elia de evoluties in de technologie, zowel boven- als ondergronds, van nabij op.

Gezien de complementariteit van bijkomende corridor(s) met de ontwikkeling van onshore hernieuwbare energie, additionele grensoverschrijdende capaciteit en elektrificatie van de samenleving, is het belangrijk om gelijktijdig met deze oefening, de ambities voor deze ontwikkelingen scherp te stellen, en een systeemontwerp uit werken vanuit dit holistisch perspectief.

Dit project werd nog niet vermeld in voorgaand Ontwikkelingsplan. Met de steeds meer geconcretiseerde ambities om de klimaatverandering te bestrijden, is de nood aan dit studieproject in tussentijd echter zeer pertinent geworden.

4.7 Overzichtskaart ontwikkeling van het horizontaal systeem

De in dit hoofdstuk toegelichte evoluties worden conceptuele weergegeven in volgende overzichtskaarten:

FIGUUR 4.38: OVERZICHT VAN DE ONTWIKKELINGEN IN HET BELGISCHE EHV SYSTEEM TUSSEN 2024 TOT EN MET 2034

FIGUUR 4.39: OVERZICHT VAN DE ONTWIKKELINGEN IN HET BELGISCHE EHV SYSTEEM NA 2034

FIGUUR 4.40: LEGENDE VAN DE KAARTEN

- Bestaand onderstation (HVDC)
- Bestaand onderstation (380 kV)
- Bestaand onderstation (220 kV)
- Bestaand onderstation (150 kV)
- Bestaand onderstation (110 kV)
- Bestaand onderstation (70 kV)

- Nieuw onderstation (HVDC en/of 380 en/of 220 en/of 150 en/of 110 kV)
- Additionele transformatiecapaciteit of spanningsregelende middelen (380 en/of 220 en/of 150 kV)
- Vervangingen en/of herstructurering in bestaand onderstation (380 en/of 220 en/of 150 kV)
- Uitbreiding transformatiecapaciteit & vervangingen in bestaand onderstation (380 en/of 220 en/of 150 kV)
- Afbraak onderstation

- Bestaande HVDC verbinding
- Bestaande 380 kV verbinding
- Bestaande 220 kV verbinding
- Bestaande 150 kV verbinding
- Bestaande 110 kV verbinding

- Nieuwe 380 kV lijn
- Nieuwe 220 kV lijn
- Nieuwe 150 kV lijn
- Nieuwe 110 kV lijn

- Nieuwe HVDC verbinding
- Nieuwe 380 kV kabel
- Nieuwe 220 kV kabel
- Nieuwe 150 kV kabel
- Nieuwe 110 kV kabel

- Aanpassing bestaande 380 kV verbinding
- Aanpassing bestaande 220 kV verbinding
- Aanpassing bestaande 150 kV verbinding
- Afbraak lijn of buiten dienstname kabel

5
Evolutie
van het Belgische
Verticaal systeem

5.1 Algemene visie op de ontwikkeling van de netten van 220 kV, 150 kV en 110 kV
5.2 Provincie Antwerpen
5.3 Brussels Hoofdstedelijk Gewest
5.4 Provincie Henegouwen
5.5 Provincie Limburg
5.6 Provincie Luik
5.7 Provincie Luxemburg
5.8 Provincie Namen
5.9 Provincie Oost-Vlaanderen
5.10 Provincie Vlaams-Brabant
5.11 Provincie Waals-Brabant
5.12 Provincie West-Vlaanderen

5.1 Algemene visie op de ontwikkeling van de netten van 220 kV, 150 kV en 110 kV

De drijvende krachten voor de netontwikkeling worden nader toegelicht in §1.3 Drijfveren van netontwikkeling en omvatten de doelstellingen die qua netontwikkeling moeten worden bereikt. Ze worden weerspiegeld in een algemene visie op de ontwikkeling van het zogenaamde verticale net, zoals hieronder beschreven.

5.1.1. ONTKOPPELING VAN DE TRANSMISSIENETTEN VAN 220 KV EN 150 KV

Zoals uiteengezet in §4.4.4 Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem, is er een duidelijke interactie tussen het 380 kV-backbone-net en het onderliggende transmissienet. Er is namelijk een toenemende behoefte om de 150 kV- en 220 kV-netten te ontkoppelen en te exploiteren als geïsoleerde zones, die worden gevoed door een aantal 380/150 kV- of 380/220 kV-transformatoren. Daartoe zullen op verschillende plaatsen extra 380/150 kV- of 220/150 kV-transformatoren moeten worden geplaatst. Een alternatief voor een volledige splitsing is het plaatsen van een stroomregelend element op de verbindingen tussen twee 150 kV-zones om overbelasting ervan te voorkomen, zoals een dwarsregeltransformator of een spoel in serie. Tot slot moet erop worden gewezen dat de twee nieuwe 380 kV-corridors Avelgem-Centrum ('Boucle du Hainaut') en Stevin-Avelgem ('Ventilus') ook synergiën creëren met de ontwikkeling van het onderliggende 150 kV-net, met name door de versterking van de verbinding tussen het 380 kV-net en het 150 kV-net.

5.1.2. VERHOGEN VAN DE KORTSLUITVASTHEID TEGEN KORTSLUITINGEN VAN DE 150 KV-ONDERSTATIONS

Het kortsluitingniveau in de 150 kV-netten verandert door een toenemend aantal ondergrondse kabels in vergelijking met de bovengrondse verbindingen, de installatie van extra 380/150 kV en 220/150 kV-transformatoren en de toename van de kortsluitbijdrage door de netgebruikers. Op sommige plaatsen leiden deze structurele veranderingen tot een sterke toename van het kortsluitvermogen. De bestendigheid tegen kortsluitingen van het aanwezige hoogspanningsmateriaal moet dus ook worden versterkt. Uit analyses blijkt dat het kortsluitvermogen van de vermogenschakelaars vaak de zwakste schakel vormt. In deze gevallen is het meestal mogelijk de vermogenschakelaars te vervangen door meer performante exemplaren. In dat geval kan niet worden gewacht op het einde van de levensduur van deze netelementen en is een proactieve aanpak van de vervanging vereist.

5.1.3. INTEGRATIE VAN DE CENTRALE EN DECENTRALE PRODUCTIE

Het bestaande transmissienet maakt reeds een hoge mate van integratie van decentrale productie-eenheden mogelijk, vooral als deze zich bevinden op plaatsen waar het net voldoende capaciteit heeft of waar gebruik kan worden gemaakt van flexibele toegang tot het net. In een aantal gevallen kan de toename van de decentrale productie echter wel een specifieke versterking of uitbreiding van het net rechtvaardigen. Zoals vermeld in §3.7 Elektrische voertuigen, warmtepompen en gedecentraliseerde hernieuwbare bronnen, zal de toename van de decentrale productie in sommige gevallen een verhoging van het transformatievermogen op de injectiepunten naar het middenspanningsdistributienet vereisen.

In dit kader kan het concept van een hub van 30 of 36 kV toegepast worden. Er wordt dan voorzien in een aansluitingspunt van 30 kV of 36 kV voor de decentrale productie-eenheden. Het wordt gevoed vanuit een hoger spanningsniveau (150, 220 of 380 kV) door één enkele transformator, vergelijkbaar met de opvoertransformator in een klassieke elektriciteitscentrale. De technische en economische analyses die Elia samen met de distributienetbeheerders heeft uitgevoerd, bevestigen trouwens de relevantie van een voldoende hoog spanningsniveau voor de aansluiting van clusters van decentrale productie. De perimeter voor aansluitingen op middenspanning (10 tot 15 kV) is namelijk beperkt tot een straal van 10 tot 15 km rond het injectiepunt. Waar hogere vermogens moeten worden aangesloten en/of buiten de bovengenoemde perimeter, kan het huidige middenspanningsniveau ontoereikend zijn voor deze eisen. Deze omstandigheden doen zich voor bij de ontwikkeling van nieuwe kmo-zones en de aansluiting van grote clusters van decentrale productie of een combinatie van beide. Aangezien een oplossing op 10 of 15 kV hier niet mogelijk is en een directe aansluiting op het transmissienet een te hoge kostprijs betekent voor het beperkte vermogen dat moet worden aangesloten, is een spanningsniveau van 30 of 36 kV de beste keuze.

Een versterking van het transmissienet is gepland op die plaatsen waar nog een aanzienlijk bijkomend potentieel aan decentrale productie wordt verwacht. Het concept van flexibele toegang tot het net maakt het in dit geval ook mogelijk om de realisatie van extra potentieel aan decentrale productie af te wachten alvorens gerichte investeringen te doen.

Het bestaande 220 kV- en 150 kV-transmissienet biedt op veel plaatsen nog capaciteit voor middelgrote centrale productie-eenheden met een vermogen tot 300 MW. Grotere eenheden zullen bij voorkeur worden aangesloten op het backbone-net van 380 kV om voldoende marge te behouden voor de aansluiting van decentrale productie-eenheden op 220 kV en 150 kV.

De ontkoppeling van deze netten en de toename van de bestendigheid tegen kortsluitingen, zoals in de voorgaande paragrafen uiteengezet, vergroten in veel gevallen de capaciteit om eenheden van centrale productie en grotere clusters van eenheden van decentrale productie op elkaar aan te sluiten.

5.1.4. BEHOEFTE AAN EXTRA TRANSFORMATIECAPACITEIT NAAR MIDDENSPANNING TEN GEVOLGE VAN EEN STIJGING VAN HET VERBRUIK OP HET MIDDENSPANNINGSNET

Elia streeft er voortdurend naar om optimaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur. Indien extra transformatiecapaciteit naar middenspanning nodig is ten gevolge van een toename van het verbruik (zie ook §3.7 Elektrische voertuigen, warmtepompen en gedecentraliseerde hernieuwbare bronnen), wordt steeds in overleg met de distributienetbeheerders naar de technisch en economisch optimale oplossing gezocht.

De toenemende elektrificatie, zoals beschreven in §3.6 Verkenning van het potentieel tot elektrificatie van de industrie in België en §3.7 Elektrische voertuigen, warmtepompen en gedecentraliseerde hernieuwbare bronnen, legt een grotere druk op het beschikbare transformatievermogen. Tegen 2034 lijken de gevolgen relatief beperkt te zijn. Niettemin is verhoogde waakzaamheid van essentieel belang om zo goed mogelijk te kunnen anticiperen op de noodzakelijke investeringen. Met name de elektrificatie van industriële verbruikers kan een aanzienlijk lokaal effect hebben.

Indien de transformatiecapaciteit naar middenspanning in een onderstation wordt overschreden, is de aanpak als volgt:

- Samen met de distributienetbeheerders wordt nagegaan wat de mogelijkheden zijn om een deel van de belasting naar naburige onderstations te verschuiven en zo een verzwaring van het net te vermijden;
- Indien een omschakeling van de belasting niet mogelijk is, moet eerst worden getracht het bestaande transformatievermogen te verhogen door een extra transformator te plaatsen;
- Voor de zeer lage middenspanningsniveaus (5 en 6 kV) zal in overleg met de betrokken distributienetbeheerders ook een rationalisatie van de spanningsniveaus worden bestudeerd met het oog op investeringen in transformatoren met hogere secundaire spanningen, in een langetermijnvisie;
- Een nieuwe site zal alleen worden gecreëerd als de bestaande sites volledig verzadigd zijn of als een versterking of uitbreiding van het middenspanningsnet vanuit bestaande onderstations uit technisch en economisch oogpunt niet gerechtvaardigd is.

Verdere analyse zal de ontwikkeling van het niveau van overschrijding van de beschikbare transformatiecapaciteit verifiëren en tijdige investeringen mogelijk maken.

5.1.5. VERVANGINGSINVESTERINGEN

De vervangingsbehoeften van het net zijn in detail beschreven (§3.8 Vervangingsbehoeften).

Als er vervangingsbehoeften ontstaan, zal de netinfrastructuur niet systematisch op identieke wijze opnieuw worden opgebouwd. De voorkeur zal altijd uitgaan naar de technisch en economisch beste oplossing, aangezien een investering ook in andere behoeften moet voorzien, zoals een grotere transmissiecapaciteit of andere vervangingsbehoeften. Het is echter niet altijd mogelijk dergelijke synergieën te vinden. In sommige gevallen is een op zichzelf staande vervanging op identieke wijze de meest geschikte oplossing. Daarom is in elke provincie ook een omvangrijk programma voor de vervanging van de netinfrastructuur gepland.

5.1.6. RATIONALISERING VAN DE LOKALE TRANSMISSIENETTEN VAN 36 KV EN 70 KV DOOR OVER TE SCHAKELEN OP HOGERE SPANNINGSNIVEAUS

Elia streeft naar een globaal optimum voor het hoogspanningsnet dat het beheert op basis van gewestelijke en federale bevoegdheden[1]. Daarom omvat dit ontwikkelingsplan ook investeringen die de lagere spanningsniveaus ten goede komen.

De toename van het lokale verbruik of de komst van decentrale productie kan ertoe leiden dat de capaciteit van het lokale 36 kV- of 70 kV-net wordt overschreden. Een overschakeling naar een hoger spanningsniveau, zoals 110 kV of 150 kV, verdient vaak de voorkeur boven een verdere versterking van deze netten. Deze overgang is vaak kosten- en energie-efficiënter en beperkt de totale netinfrastructuur aangezien de 36 kV- en 70 kV-netten, die ook aan vervanging toe zijn, worden ontmanteld.

Er zijn ook steeds meer aanwijzingen dat het de voorkeur verdient te voorzien in een transformatie naar de middenspanningsnetten vanaf hogere spanningsniveaus in plaats van vanaf 36 kV- of 70 kV-netten. Op die manier worden deze lagere spanningsniveaus minder belast en worden versterkingen van het 36 kV- of 70 kV-net vermeden. Vaak speelt deze investering ook in op de noodzaak om een transformator naar middenspanning te vervangen of te versterken. Dit geldt vooral op plaatsen met een hoge intensiteit van het verbruik, zoals stedelijke of industriële gebieden.

Een overstap naar een hoger spanningsniveau kan ook de voorkeur krijgen in het geval van een ingrijpende herstructurering van het net. Veel onderstations, middenspanningstransformatoren en verbindingen in de 36 kV- en 70 kV-netten bereiken het einde van hun levensduur, wat een ideale gelegenheid biedt om deze overgang te maken. Zo worden de lange 36 kV- en 70 kV-verbindingen die het einde van hun levensduur naderen, vervangen door 150/70 kV- of 150/36 kV-transformatoren om de 70 kV- en 36 kV-netten te kunnen blijven voeden, terwijl de transmissiefunctie van deze netten wordt beperkt. Dit kan ook nodig door eengrotere fluxen op de hogere spanningsniveaus die zich dan ook manifesteren in de lagere spanningsniveaus en deze laatste daardoor overbelast raken.

In specifieke gebieden, waar de netten zijn ontwikkeld op andere historische grondslagen, leidt dezelfde aanpak tot andere conclusies. Dit is bijvoorbeeld het geval voor het transmissienet in een groot deel van de provincie Namen en de provincie Luxemburg, dat de spanningsniveaus 380 kV en 70 kV omvat; en niet die van 150 kV. In deze regio wordt het 110 kV-spanningsniveau ingevoerd om geleidelijk het 70 kV-niveau te vervangen. In ieder geval sluiten de 150 kV- en 110 kV-spanningsniveaus elkaar uit: in hetzelfde geografische gebied wordt slechts één niveau ontwikkeld.

5.1.7. OVERWEGINGEN OVER HET GEBRUIK VAN FLEXIBILITEIT

Gezien de vaak grote infrastructuurinvesteringen voor de aansluiting van extra lasten of nieuwe centrale of decentrale productie, streeft Elia naar de invoering van flexibiliteitsmaatregelen om een optimaal gebruik van de bestaande infrastructuur te waarborgen. De volgende middelen kunnen worden ingezet:

- Flexibele aansluiting van productie-eenheden, die onderworpen kunnen zijn aan exploitatiebeperkingen, vaak wanneer het net in een gedegradeerde modus verkeert;
- In specifieke gevallen worden exploitatiebeperkingen voor afnames (belastingen) overeengekomen;
- Bestaande verbindingen zo dicht mogelijk bij hun grenswaarden exploiteren door DLR (Dynamic Line Rating) en RTTR (Real Time Thermal Rating) te installeren om de transmissiecapaciteit van de verbindingen beter te kunnen beoordelen naargelang van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau;
- Installatie van dwarsregeltransformatoren om de stromen in de verbindingen te regelen en een exploitatie zo dicht mogelijk bij de grenswaarden mogelijk te maken.

In sommige gevallen neemt Elia extra exploitatiebeperkingen op om extra capaciteit vrij te maken:

- Integratie van onderhouds- of stilleggingsschema's van klanten in de onderbrekingsplanningen van Elia.
- Bevestiging van bepaalde onderbrekingen afhankelijk van de weersomstandigheden.
- In rekening brengen, bij de netontwikkeling, van tijdelijke overbelastingscapaciteiten van de elektrische uitrustingen.

De hierboven beschreven maatregelen kunnen permanent of tijdelijk zijn (bv. in afwachting van de uitvoering van een infrastructuurproject). Zij zijn doeltreffend gebleken, maar hebben hun beperkingen en lossen niet alle knelpunten van het net op.

1 In voorkomend geval wordt het algemeen optimum ook overeengekomen met de betrokken DNB.

5.2 Provincie Antwerpen

5.2.1. KEMPEN

Grote projecten worden gedreven in de Kempen door de noodzakelijke afbouw wegens ouderdom van de verbindingen 150 kV tussen Massenhoven, Poederlee en Mol. De projecten die uitgewerkt worden moeten toelaten de grote hoeveelheden decentrale productie aan te sluiten (vooral windmolens en WKK-eenheden gebonden aan glastuinbouw).

Hiertoe werd een nieuw 150 kV onderstation in dienst genomen te Rijkevorsel met een nieuwe transformator 150/15 kV. Ook in Beerse wordt een nieuw onderstation 150 kV in dienst genomen. Tussen Massenhoven (vanaf het aftakpunt Guut), Rijkevorsel en Beerse worden in totaal twee 150 kV verbindingen geplaatst. In Herentals wordt een nieuw onderstation 150 kV opgericht. Tussen Poederlee, Herentals en Heze wordt een dubbele verbinding geplaatst. Dit geheel laat toe een robuuste dubbele 150 kV lus te voorzien in regio Kempen. Het bouwen van een 150 kV onderstation in Herentals laat bovendien toe de groeiende noden van de lokale industrie tegemoet te komen.

In Heze is een nieuwe transformator 380/150 kV voorzien teneinde bijkomende injectie naar het 150 kV netwerk van de Kempen te realiseren. Dit laat toe de 150 kV netwerken van Kempen en Limburg te splitsen met oog op het controleren van de korstluitvastheid bij groeiende vermogens. Deze splitsing laat ook toe groeiende fluxen op de backbone op 380 kV toe te staan.

Pistes werden onderzocht om de vernieuwing van het onderstation Mol 70 kV en een aantal 70 kV lijnen in de regio Kempen te vermijden. De weerhouden oplossing is het plaatsen van een 150/70 kV transformator in Herentals. In Mol wordt één transformator 150/70 kV behouden om richting Turnhout te voeden.

Het verouderde 70 kV onderstation van Rijkevorsel zal verlaten worden. Hiertoe zal de voeding van het middenspanningsnet voorzien worden vanuit 150 kV door de installatie van een 2de transformator 150/15 kV in Rijkevorsel. Dit laat dan ook meteen toe bijkomende marge op dit 70 kV netwerk vrij te maken zonder bijkomende versterking. De toekomst van de reservevoeding van Rijkevorsel moet dan nog verder bepaald worden.

In functie van verdere ontwikkeling van decentrale producties rondom onderstation Poederlee (in het bijzonder windmolenparken), zal in samenspraak met de distributienetwerkbeheerder een 36 kV hub geopend worden te Poederlee, gevoed vanuit het 150 kV netwerk. Dit laat toe, mist redelijke flexibiliteit van de producenten en in de uitbating door Elia, om de meest gepaste infrastructuur ter beschikking te stellen voor aansluiting van decentrale producties.

Tenslotte, de verdere ontwikkelingen in de regio Hoogstraten en Meer zullen gedragen worden door een verdere ontwikkeling van het lokale 36 kV netwerk. Hiertoe zal een tweede verbinding 150 kV tussen Rijkevorsel en Hoogstraten geplaatst worden, alsook een tweede transformator 150/36 kV in Hoogstraten geplaatst worden. In functie van de werkelijke nood kan dan ook een tweede transformator 150/15 kV worden geïnstalleerd in Hoogstraten.

5.2.2. ANTWERPEN STAD 150 KV

In Antwerpen Stad werd het 70 kV netwerk grotendeels afgebouwd ten voordele van het 150 kV netwerk.

Verdere investeringen vinden plaats met oog op het afsplitsen van het 150 kV van Antwerpen stad en Antwerpen haven (zie §5.2.4). Deze investeringen voorzien een volledig ontdubbelde as met bestaande verbindingen tussen onderstation Zurenborg, Petrol, Burcht en Zwijndrecht.

De 150 kV hoogspanningsverbinding tussen Massenhoven en Merksem, die ook het onderstation Oelegem voedt, bereikt het einde van zijn levensduur. Studies hebben aangetoond dat een vervanging van deze bestaande verbinding de meest aangewezen oplossing is.

Verdere ontwikkelingen in Antwerpen wijzen op een toekomstige transformatorversterking 150/15 kV in de nieuwere onderstations Damplein en Petrol teneinde het verbruikt te kunnen dekken.

5.2.3. HERSTRUCTURERING 70 KV-NET MECHELEN – HEIST-OP-DEN-BERG

Het 70 kV onderstation van Mechelen bereikt het einde van zijn levensduur. Gegeven de verbindingen naar Malderen reeds met 150 kV materiaal uitgerust zijn alsook het onderstation Tisselt, is een geleidelijke en selectieve afbouw van de 70 kV in deze zone voorzien. Het onderstation zal dus vervangen worden door een 150 kV onderstation waarbij de nodige 150/70 kV transformatoren behouden zullen worden.

Ook in Heist op den Berg bereiken de 70 kV uitrustingen het einde van hun levensduur, deze verzorgen de reservevoeding. Een afbouw van het deel 70 kV van dit onderstation zal plaats vinden en opgevangen worden door een uitbreiding van het 150 kV deel.

5.2.4. VERSTERKING VAN DE ANTWERPSE HAVEN

Aanpassingen van het netwerk in het havengebied worden verdergezet. Het BRABO-project (zie §4.5.1.2 Versterkingen interne backbone regio Antwerpen) voorziet de verdere uitbouw van het 380 kV netwerk tussen Lillo en Mercator. Gegeven de voorziene ombouw van het de lijn Kallo-Mercator 150 kV naar 380 kV worden nieuwe 150 kV kabels gelegd naar Beveren-Waas.

Omwille van het aanwezige kortsluitvermogen en de vraag naar aansluiting van toenemende belasting wordt het 150 kV-net gesplitst, onder meer van het 150 kV netwerk van Antwerpen stad (zie §5.2.2 Antwerpen Stad 150 kV). Bijkomende transformatoren 380/150 kV werden geïnstalleerd in Lillo en Kallo. Nieuwe verbindingen 150 kV werden in dienst genomen tussen Kallo en Ketenisse. Het doel is het bereiken van een robuuste dubbele ring structuur door de haven van Antwerpen. Hiervoor wordt ook een herstructurering van de bestaande verbindingen tussen Lillo, Ekeren, Zevende Havendok en Merksem doorgevoerd.

Met het oog op een verwachte verdere toename van de belasting in de haven van Antwerpen (zie §4.4.2 Verdere aansluitingspunten op 380 kV) worden verdere pistes onderzocht voor het openen van nieuwe 380 kV onderstations. Een verdere versterking van het transformatievermogen naar het 150 kV-netwerk in de haven van Antwerpen wordt opgevolgd. Desnoods zal dit gekoppeld gaan met een verdere opsplitsing van dit netwerk.

Ten behoeve van de industriële klanten in deze zone, is een versterking van het transformatievermogen naar het 150 kV netwerk voorzien in de omgeving van Zandvliet – Noordland.

5.2.5. HERSTRUCTURERING AS SCHELLE – LIER – HERENTALS

Een aantal 70 kV onderstations op deze lange as bereiken het einde van hun levensduur. Hoewel op zeer lange termijn een overdracht naar het 150 kV netwerk de voorkeur geniet, zullen punctuele investeringen plaats vinden op 150 en 70 kV teneinde belangrijke investeringen in nieuwe verbindingen uit te stellen. Hiertoe zullen in Lier 2 nieuwe transformatoren 150/15 kV de plaats innemen van 2 bestaande 150/70 kV transformatoren. Een 150/70 kV transformator van Lier zal verplaatst worden naar Lint teneinde het 70 kV netwerk te blijven ondersteunen.

In Herentals 150 kV zullen transformatoren 150/15 kV geïnstalleerd worden ter vervanging van verouderde 70/15 kV transformatoren. Zo wordt meteen een deel van de belasting naar het 150 kV netwerk overgedragen.

5.2.6. VERVANGINGSPROJECTEN

Het gelijktijdig bereiken van het einde van de levensduur van zowel hoogspanningsschakelmateriaal als laagspanningsmateriaal genereert heel wat vervangingsprojecten, waaronder de belangrijkste: het vervangen van hoog- en laagspanningsmateriaal in de onderstations van Zandvliet, Lint, Scheldelaan, Burcht, 7de Havendok, Sidal, Ekeren, Meerhout, Wommelgem, Oelegem, Malle, Massenhoven, Petrol en Putte.

Voor sommige bovengrondse lijnverbindingen zijn de uitrustingen voor de ophanging van de geleiders te vervangen. Dit is het geval voor de 150 kV lijn van Putte naar Wijgmaal.

FIGUUR 5.1: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE ANTWERPEN

5.3 Brussels Hoofdstedelijk Gewest

5.3.1. ONTWIKKELING IN HET WESTELIJKE DEEL VAN BRUSSEL

De langetermijnstudie voor het westen van Brussel voorziet in de installatie van een lus van 150 kV van het onderstation Bruegel, via Sint-Agatha-Berchem, naar Molenbeek en Helihaven. De afname van het onderstation Sint-Agatha-Berchem zal worden verhoogd van 36 kV tot 150 kV door het 36 kV-onderstation buiten dienst te stellen en het te vervangen door een 150 kV-onderstation. In Molenbeek en Heliport worden ook nieuwe 150 kV-onderstations gebouwd.

Er is een 150 kV-verbinding geïnstalleerd tussen het nieuwe onderstation Helihaven en het onderstation Pacheco. Deze tweede verbinding naar Pacheco zal het op termijn mogelijk maken de hoofd- en de noodafname van dit onderstation vanuit het 150 kV-net te voeden. Bovendien zal deze verbinding de betrouwbaarheid van het 150 kV-net doen toenemen, doordat als laatste redmiddel een verbinding kan worden gemaakt tussen de Brusselse gebieden die vanuit Verbrande Brug in het oosten en Bruegel in het westen worden gevoed.

Om het 36 kV-net te ontlasten, zullen de leveringspunten voor middenspanning waar mogelijk worden gevoed vanuit het 150 kV-net. Aan het einde van de levensduur van de 36 kV-installaties in Vorst en de 36 kV-kabel vanuit Drogenbos zal de 36 kV-noodstroomvoeding worden vervangen door een tweede 150 kV-voeding. De werkzaamheden zullen gelijktijdig worden uitgevoerd met de volledige vervanging van de 150 kV-installaties.

De 150/36 kV-transformatoren in Dilbeek en Relegem, die ver verwijderd zijn van de afname die zij in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest voeden, zullen buiten dienst worden gesteld, evenals één van de transformatoren in het onderstation van Molenbeek. Ter compensatie worden twee nieuwe transformatoren geïnstalleerd in de onderstations Héliport en Schaarbeek. De hoofdvoeding van de afname van het onderstation Molenbeek zal op haar beurt rechtstreeks worden overgenomen op 150 kV.

5.3.2. ONTWIKKELING IN HET OOSTELIJKE DEEL VAN BRUSSEL

De in 2016 uitgevoerde studie betreffende het oosten van Brussel bracht een reeks aanpassingen aan het 150 kV-net aan het licht, naast de investeringen die al in dit gebied zijn gedaan. In het verlengde van de verwezenlijkingen in het westelijke deel van het gewest zullen de geplande aanpassingen een grondige herstructurering van het onderliggende 36 kV-net mogelijk maken.

In het onderstation Schaarbeek werd een extra 150/36 kV-transformator geïnstalleerd ter vervanging van de 150/36 kV-transformator in Verbrande Brug. Deze laatste nadert immers het einde van zijn levensduur en is geografisch ver verwijderd van de afname die hij voedt.

In het kader van de renovatie van het 150 kV-onderstation in Elsene moeten de twee 150/36 kV-transformatoren binnenkort worden vervangen. Eén van de twee transformatoren zal worden vervangen door een 150/11 kV-transformator die de afname van het middenspanningsonderstation Volta (Elsene) zal overnemen. De andere transformator zal worden vervangen door een nieuwe 150/36 kV-transformator. De overgang van twee 36 kV-injecties naar één wordt mogelijk gemaakt door de overdracht van belasting naar het 150 kV-net en een herstructurering van de 36 kV-subnetten in dit gebied.

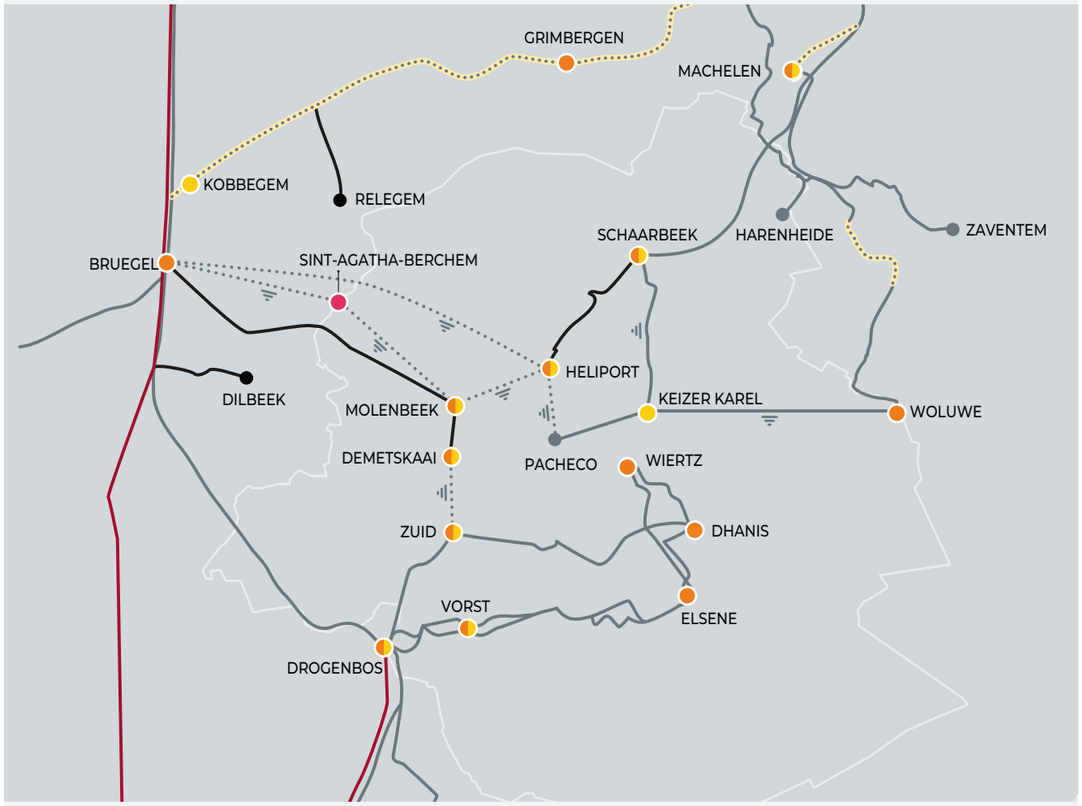
Een mogelijkheid ten slotte die nog moet worden bevestigd in overleg met de distributienetbeheerder, is de exploitatie van het 150 kV-onderstation Charles-Quint. Dit onderstation werd in dienst genomen door de voltooiing van de 150 kV-lus Schaarbeek - Charles-Quint - Woluwe. Door de installatie van een tweede 150/11 kV-transformator zou de volledige belasting van het onderstation vanuit 150 kV kunnen worden gevoed en zouden aanzienlijke investeringen in 36 kV kunnen worden vermeden.

5.3.3. VERVANGINGSPROJECTEN

De periode 2024-2034 omvat ook diverse vervangingsprojecten die losstaan van de structurele veranderingen, namelijk:

- De vervanging van een 150/36 kV-transformator-injector en van de laagspanning in het onderstation Zuid;
- De vervanging van twee transformatoren (150/36 kV en 150/11 kV) en van de laagspanning in het onderstation Dhanis;
- De vervanging van een 150/36 kV-transformator in het onderstation Demetskaai en de voeding ervan. Wat de voeding betreft, zal de 150 kV-verbinding vanuit Molenbeek op haar beurt worden vervangen door een verbinding vanuit Zuid;
- De vervanging van de laagspanning in de 150 kV-onderstations Schaarbeek, Wiertz en Woluwe.

FIGUUR 5.2: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST



5.4 Provincie Henegouwen

5.4.1. PROJECTEN GERELATEERD AAN DE INTERNE 380 KV-BACKBONE

Zoals vermeld in §4.4.4 Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem en §4.5.2.2 Boucle du Hainaut, zal de nieuwe corridor Avelgem-Courcelles ('Boucle du Hainaut'), afhankelijk van het gekozen tracé, het mogelijk maken synergiën na te streven en de verbinding met het onderliggende 150 kV- of 70 kV-net te versterken. Aangezien de precieze uitvoering ervan nog wordt bestudeerd, zijn in het huidige ontwikkelingsplan nog geen concrete investeringen naar voren geschoven, met uitzondering van werkzaamheden aan de 150 kV-lijn tussen de onderstations van Chièvres en Baudour.

De 150 kV-verbinding tussen de onderstations van Chièvres en Baudour was reeds in het vorige ontwikkelingsplan aangekondigd als zijnde toe aan een ingrijpende renovatie. Indien het project 'Boucle du Hainaut' in de buurt van het onderstation van Chièvres passeert, zal de installatie van een nieuwe 380/150kV-transformator in dit onderstation aangewezen zijn om de injectie op het onderliggende 150kV-net in dit deel van Henegouwen te versterken. De renovatiewerkzaamheden aan de verbinding Chièvres-Baudour zullen in dit geval gepaard gaan met de installatie van hoogperformante geleiders op deze verbinding. Hierdoor zal het via deze nieuwe 380/150 kV-transformator beschikbare vermogen kunnen worden afgevoerd naar het onderstation van Baudour en de Borinage-streek, waar nieuwe zware belastingen worden verwacht. Indien het project 'Boucle du Hainaut' te veel vertraging oploopt ten opzichte van het vooraf vastgestelde tijdschema, zullen de renovatiewerkzaamheden aan deze verbinding toch moeten worden uitgevoerd om de bevoorradingszekerheid te waarborgen.

5.4.2. VERDERE ONTWIKKELING NAAR EEN 150 KV-NET

De provincie Henegouwen heeft het hoogste verbruik in Wallonië en het op één na hoogste in België. Het net in de provincie Henegouwen zal grote structurele veranderingen ondergaan. Die zijn noodzakelijk om tegemoet te komen aan de lokale wijzigingen in het energieverbruik, de decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen te integreren en verouderde uitrustingen te vervangen.

Het meest opvallende punt van deze ontwikkeling is het optimale gebruik van de bestaande infrastructuur, met de nadruk op het gebruik van het 150 kV-net en de geleidelijke afschaffing van het 70 kV-spanningsniveau in het gebied. Dit wordt vertaald in de overbrenging van het verbruik dat momenteel op 70 kV wordt geleverd, naar het 150 kV-net, de sluiting van onderstations van 70 kV, de ontmanteling van verbindingen van 70 kV en de exploitatie op 150 kV van verbindingen die in dat formaat zijn gebouwd, maar momenteel op 70 kV worden geëxploiteerd. Ten slotte is ook de aanleg van ondergrondse 150 kV-verbindingen gepland.

5.4.3. REGIO CENTRE

Een belangrijke herstructurering van deze regio wordt momenteel voltooid. De 70 kV-onderstations in La Louvière zijn ontmanteld. Het onderstation van Ville-sur-Haine zal worden ontmanteld, evenals de 70 kV-verbinding tussen Ville-sur-Haine - La Louvière - Fontaine l'Evêque.

Deze ontwikkelingen zijn tot stand gekomen in overleg met de distributienetbeheerder in de regio.

5.4.4. STROOMVOORZIENING VAN BERGEN

De toevoer vanuit het noorden van de stad Bergen vindt plaats via het 70 kV-net. Na de ontmanteling van een groot deel van de 70 kV-infrastructuur in de regio Centre zal een 150/70 kV-transformator worden geïnstalleerd en worden aangesloten op het onderstation van Ville-sur-Haine, in serie met de 70 kV-verbinding naar het onderstation van Bergen, om dit laatste te bevoorraden.

5.4.5. VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIE EN RENOVATIE VAN HET NET VAN GROOT CHARLEROI

De ontmanteling van het 30 kV-net in Charleroi heeft geleid tot een overheveling van de belasting naar de onderstations van Jumet, Montignies en Charleroi. Afhankelijk van de ontwikkeling van het verbruik wordt op middellange tot lange termijn een versterking van de transformatiecapaciteit naar middenspanning verwacht. Deze versterking is reeds voorbereid bij de renovatie van de onderstations van Montignies en Charleroi.

Indien de toename van de belasting van het onderstation Gosselies wordt bevestigd, wordt de installatie van een tweede 150/10 kV-transformator overwogen. Die zal worden gevoed vanuit een nabijgelegen bovengrondse verbinding.

5.4.6. EVOLUTIE TUSSEN GILLY EN JUMET

Gezien de toestand van de geleiders en de uitrustingen zal de bestaande 70 kV-verbinding tussen Gouy en Gilly via Jumet, die reeds beschikt over een gabarit 150 kV-, worden gerenoveerd voor het gedeelte tussen de onderstations van Jumet en Gilly. Er zal een nieuwe 150 kV-kabel, die aanvankelijk op 70 kV zal worden uitgebaat, worden aangelegd tussen de onderstations van Gouy en Jumet. Het onderstation van Jumet zal worden gevoed via het 150 kV-net vanaf Montignies en via het onderstation van Gilly, en ook via het 70 kV-net vanaf Gouy.

Op langere termijn zullen de onderstations van Gilly en Jumet op 150 kV worden gebracht en vanuit Gouy en Montignies worden gevoed.

5.4.7. REGIO VAN DE BORINAGE

De 70 kV-verbinding tussen de onderstations Ciply en Pâturages en het merendeel van de hoog- en laagspanningsuitrusting in de onderstations van de regio zijn aan het einde van hun levensduur. Deze uitrusting moet volledig worden gerenoveerd.

In dit gebied worden verschillende projecten voor windproductie overwogen. Als deze projecten daadwerkelijk worden uitgevoerd, zal dit leiden tot een verzadiging van de 70 kV-verbinding tussen Harmignies, Elouges en Baudour. De overschakeling op een bedrijfsspanning van 150 kV is technisch mogelijk, behalve voor het gedeelte tussen de onderstations Ciply en Pâturages.

Deze dubbele realiteit heeft Elia ertoe aangezet de lijn Ciply-Pâturages te vernieuwen en om te bouwen tot een 150 kV-formaat. Gezien de onzekerheid over de tijd die nodig is om de nodige vergunningen voor deze constructie te verkrijgen, heeft Elia ervoor geopteerd om één enkele kabel van 150 kV te leggen.

Op deze basis en in antwoord op de talrijke aansluitingsverzoeken en het vastgestelde potentieel voor decentrale productie, zal de langetermijnontwikkeling van het net in deze regio gericht zijn op een maximaal gebruik van de bestaande infrastructuur via een flexibele exploitatie. De doelstelling op zeer lange termijn is de aanleg van een 150 kV-voedingslus via het zuiden van de Borinage van Ville-sur-Haine en tot Baudour.

De uitvoering ervan zal beginnen met:

- de aanpassing en exploitatie op 150 kV van het tweede draadstel van de verbinding Harmignies - Ville-sur-Haine, dat momenteel op 70 kV wordt gebruikt;
- de bouw van een 150 kV-onderstation in Harmignies en de installatie van een 150/10 kV-transformator; het 70 kV-onderstation van Harmignies zal in eerste instantie worden verkleind en gedeeltelijk gerenoveerd;
- de aanpassing van een draadstel van de verbinding Harmignies - Ciply zodat het op 150 kV kan worden uitgebaat en een serieverbinding met de 150 kV-kabel die tussen Ciply en Pâturages moet worden aangelegd. In de onderstations Ciply en Pâturages zal ook een 150/10 kV-transformator worden geïnstalleerd.

Op langere termijn zou de rest van de lus tussen Pâturages, Elouges, Quevaucamps en Baudour op 150 kV kunnen worden gebracht. Daarvoor zou een nieuw 150 kV-onderstation moeten worden gebouwd in Pâturages of Elouges en een van de twee bestaande draadstellen tussen deze onderstations zou moeten worden aangepast om te kunnen werken op 150 kV.

5.4.8. INDUSTRIEZONE VAN GHLIN

De aansluiting van gebruikers met een laag vermogen op het 30 kV-net van de onderstations van Tertre en van de industriezone van Ghlin zal worden geoptimaliseerd door over te schakelen op middenspanning. De vervanging van de 150/30 kV-transformatoren in deze onderstations zal de transformatiecapaciteit naar het 30 kV-deelnet van de Borinage vergroten. In de industriezone van Ghlin gaat deze versterking gepaard met een versterking van de transformatie naar middenspanning door de toevoeging van een 30/15 kV-transformator. Dat laatste element is voltooid en een 150/30 kV-transformator met een groter vermogen is reeds geïnstalleerd, de tweede is in aanbouw.

5.4.9. THUILLIES

In het onderstation van Thuillies zal een tweede 150/10 kV-transformator van 40 MVA worden geïnstalleerd om de levering van middenspanning te verzekeren met het oog op de evolutie van het lokale verbruik.

5.4.10. REGIO TUSSEN SAMBER EN MAAS

Het zuiden van de provincie Henegouwen wordt gekenmerkt door een sterke spreiding van de belasting, die vrij laag blijft. In het verleden is de regio daarom uitgerust met bovengrondse 70 kV-verbindingen met een kleine doorsnede over lange afstanden, die onderstations met een vereenvoudigde structuur met elkaar verbinden[2].

Alle 70 kV-onderstations en -verbindingen worden ondersteund door 150/70 kV-transformatoren in de onderstations van Neuville en Thy-le-Château en 70 kV-verbindingen met de andere regio's.

Verscheidene bovengrondse verbindingen zullen op middellange termijn het einde van hun levensduur bereiken. Een deel van de hoogspanningsuitrusting in de onderstations moet ook worden vernieuwd en vrijwel alle laagspanningsuitrusting moet worden vervangen.

Vervolgens worden de meest zuidelijke onderstations in de regio bevoorraad via een 63 kV-net van het Franse RTE-net. Zij maken evenwel deel uit van het evenwichtsgebied van Elia en worden om historische redenen beheerd door de lokale distributienetbeheerder.

Ten slotte heeft deze streek een zeer groot potentieel voor windproductie. Concreet beschikt deze regio over verschillende windmolenparken die reeds operationeel zijn, maar er is ook reeds productiecapaciteit gereserveerd, zowel in middenspanning als in 70 kV. Uit een studie van Elia uit 2010 en het potentieel aan hernieuwbare productie dat in 2013 door de Waalse overheid werd geanalyseerd, blijkt echter dat dit waarschijnlijke potentieel nog groter is dan de geïnstalleerde en gereserveerde parken. Het potentieel is ook opmerkelijk aanwezig in het zuidelijkste deel van de regio.

Om aan deze vervangingsbehoeften te voldoen en het potentieel aan hernieuwbare energie van de regio te benutten, heeft Elia in 2017-2018 een langetermijnstudie uitgevoerd.

Daaruit bleek dat de regio fundamenteel moest worden geherstructureerd. De herstructurering wordt gekenmerkt door:

- een geleidelijke overgang naar 150 kV ter vervanging van 70 kV;
- de ontmanteling van meerdere 70 kV-verbindingen die worden vervangen door nieuwe ondergrondse verbindingen van 150 kV;
- een aanzienlijke verhoging van de 150/70 kV-transformatiecapaciteit;
- de afsplitsing van deze regio van andere aangrenzende 70 kV-deelnetten.

De ontwikkeling zal in de periode 2026 tot 2037 in drie hoofdfasen plaatsvinden. De timing van de laatste twee stappen kan worden aangepast, afhankelijk van de vraag of het potentieel voor de productie van hernieuwbare energie in de regio al dan niet wordt gerealiseerd, de mogelijkheden voor flexibele exploitatie en de noodzaak om een dergelijke productie in het zuidelijkste deel van de regio te gaan overnemen. Indien nodig zullen wij de twee onderstations van de distributienetbeheerder die tot vandaag vanuit Frankrijk worden bevoorraad, integreren in het door Elia bevoorrade gebied.

Een eerste fase zal bestaan uit:

- de bouw van een 150 kV-onderstation in Hanzinelle;
- de bouw van een compleet 150 kV-onderstation in Neuville, dat de bestaande 150/70 kV-transformator en de hieronder beschreven 150 kV-uitrusting en -verbindingen zal omvatten;

2 Het gaat om onderstations waarin niet alle netelementen (transformator of bovengrondse lijn) een volledig hoogspanningslijnveld hebben.

- de aanleg van een nieuwe kabelverbinding van 150 kV van het onderstation Montignies naar het onderstation Neuville via het onderstation Hanzinelle;
- de installatie van een 150/70 kV-transformator in aftakking op deze kabel in Hanzinelle;
- de installatie van een nieuwe, krachtigere 150/70 kV-transformator ter vervanging van de bestaande transformator in Thy-le-Château;
- de installatie van een shuntreactor van 150 kV in Neuville ter compensatie van de kabelverbindingen die in de regio zijn aangelegd en om zo het opgewekte reactief vermogen te absorberen;
- de vervanging van een 70/11 kV-transformator in Neuville door een 150/11 kV-transformator om voornamelijk de productie van hernieuwbare energie rechtstreeks naar het 150 kV-net af te voeren;
- de aanleg van een nieuwe kabelverbinding van 150 kV tussen de onderstations van Thy-le-Château en Hanzinelle, die aanvankelijk op 70 kV zal werken;
- tijdens deze fase zijn ook wijzigingen gepland voor het 70 kV-net: met name de aanleg van een nieuwe 70 kV-kabel tussen de onderstations van Hanzinelle en Neuville en de ontmanteling van 70 kV-verbindingen tussen naburige deelnetten die aan het einde van hun levensduur zijn;
- bij deze gelegenheid zal de laagspanning worden vervangen in de onderstations Thy-le-Château en Neuville.

Een tweede fase zal bestaan uit:

- de aanleg van een nieuwe dubbele ondergrondse 150 kV-verbinding, die aanvankelijk op 70 kV zal worden uitgebaat, tussen de onderstations van Thy-le-Château en Solré-St-Géry;
- de aanleg van een nieuwe dubbele ondergrondse 150 kV-verbinding, waarvan een deelnet aanvankelijk op 70 kV zal worden uitgebaat, tussen de onderstations van Neuville en Couvin;
- de installatie van een 150/12 kV-transformator in Couvin ter vervanging van een 70/12 kV-transformator om voornamelijk de productie van hernieuwbare energie rechtstreeks naar het 150 kV-net af te voeren;
- in deze fase zijn ook ontwikkelingen gepland voor het 70 kV-net, met de ontmanteling van de bovengrondse verbindingen in het zuidelijke deel van het Elia-net in dit gebied.

Een derde en laatste fase (na 2035 volgens de huidige planning) zal bestaan in de uitbreiding van het Elia-net met nieuwe 150 kV-kabelverbindingen tot het zuidelijkste deel, tot in Chimay, om de decentrale productie in dit gebied over te nemen en tegelijkertijd de onderstations te bevoorraden die momenteel vanuit Frankrijk worden gevoed. Het onderstation Couvin zal volledig in 150 kV worden bevoorraad en zal worden uitgerust met een tweede 150/12 kV-transformator. In Chimay zal een nieuw 150 kV-onderstation met twee 150/70 kV-transformatoren worden gebouwd.

5.4.11. OPSPLITSING VAN HET 150 KV-ONDERSTATION VAN GOUY IN TWEE AFZONDERLIJKE ONDERSTATIONS NOORD-ZUID

Het huidige 150 kV-onderstation wordt gebruikt om een noordelijk deel van het net (Waals-Brabant) en een zuidelijk deel (Henegouwen) te voeden.

In de loop der jaren is het aantal lijnvelden in dit onderstation zo sterk toegenomen dat de exploitatie ervan uiterst moeilijk is geworden.

Bovendien zal het kortsluitvermogen in dit onderstation binnenkort problematisch worden door de toevoeging van de nieuwe 380/150 kV-transformator[3], wat de exploitatie van dit onderstation door Elia zeer complex maakt en grote voorzichtigheid vereist.

Daarom wordt overwogen het huidige onderstation te splitsen in twee afzonderlijke 150 kV-onderstations: één voor het noordelijke deel van het net (Waals-Brabant) en één voor het zuidelijke deel (Henegouwen). Het noordelijke onderstation krijgt één 380/150 kV-transformator, het zuidelijke onderstation twee 380/150 kV-transformatoren, terwijl er ook een verbinding tussen de twee onderstations is gepland als strategische back-up-oplossing.

5.4.12. BAUDOUR – QUAREGNON

Door de toename van de belasting in de regio Bergen raakt de tweecircuitverbinding van 150 kV tussen de onderstations Baudour en Trivières onder bepaalde belastings-, productie- en netexploitatievoorwaarden verzadigd.

Om dit te verhelpen wordt een herstructurering van deze lijnen, alsook het leggen van een nieuwe ondergrondse 150 kV-kabel tussen het onderstation van Baudour en de aftakking in Quaregnon voorzien.

3 Deze extra 380/150 kV-transformator werd vermeld in het vorige ontwikkelingsplan.

5.4.13. VERVANGING VAN 150 KV-LIJNEN DOOR KABELS TUSSEN RUIEN EN CHIÈVRES

De 150 kV-verbindingen tussen de onderstations van Ruien en Chièvres moeten ingrijpend worden gerenoveerd (masten en geleiders). Deze verbindingen voeden ook het 150 kV-onderstation van Ligne en vormen een netwerk tussen de onderstations van Chièvres, Ruien en Antoing, die verschillende industrieën voeden.

Gezien de grote lengte van deze verbindingen en de omvang van de nodige werkzaamheden om ze te renoveren - werkzaamheden die slechts een verlenging van de levensduur met maximaal 20 jaar mogelijk zouden maken - is de keuze gevallen op een herstructurering van het net op basis van ondergrondse verbindingen van 150 kV.

Er zullen twee ondergrondse verbindingen van 150 kV worden aangelegd van het onderstation Ruien naar Thieulain, waar de huidige bovengrondse leidingen lopen naar het onderstation Antoing enerzijds en naar het onderstation Chièvres anderzijds. De ene zal worden aangesloten op de bovengrondse 150 kV-verbinding met het onderstation van Antoing via een bovengrondse/ondergrondse verbinding, en de andere zal worden uitgebreid met een nieuwe ondergrondse 150 kV-verbinding tot aan het onderstation van Chièvres via het onderstation van Ligne. Ten slotte zal een ondergrondse verbinding van 150 kV worden aangelegd tussen de onderstations van Chièvres en Ligne.

Er zullen twee shuntreactoren worden geïnstalleerd, de ene in het onderstation van Chièvres en de andere in het onderstation van Ruien, om de reactieve energie te compenseren die door deze nieuwe ondergrondse verbindingen wordt opgewekt.

Om de stromen tussen de twee elektrische zones van 150 kV rond Ruien en rond Bergen te kunnen beheren, zal in het onderstation van Chièvres een nieuwe 150/150 kV-dwarsregeltransformator van 390 MVA moeten worden geïnstalleerd ter vervanging van de bestaande dwarsregeltransformator, waarvan het vermogen te gering is. Dit maakt een flexibele exploitatie van de bestaande installaties mogelijk die zo dicht mogelijk bij hun grenswaarden ligt, rekening houdend met onbeschikbaarheden, productie en werkelijke belasting.

Teneinde de bevoorradingszekerheid te waarborgen zullen, gezien de aanzienlijke duur van de werkzaamheden die nodig zijn om de hierboven beschreven beoogde netstructuur te bereiken, minimale herstelwerkzaamheden aan deze verbindingen worden uitgevoerd om de risico's voor de netexploitatie te beperken.

Na afloop van de werkzaamheden voor de aanleg van de ondergrondse verbindingen en de aanpassing van de onderstations, zullen de bovengrondse verbindingen tussen de onderstations van Chièvres, Ligne en Ruien, die via Thieulain lopen, worden ontmanteld.

5.4.14. BOUW VAN EEN INPUT-OUTPUT-ONDERSTATION VAN 380 KV IN TERGNÉE

Als gevolg van het ontstaan van nieuwe en zeer belangrijke belastingen in de regio moet het 380 kV-station van Tergnée worden uitgebreid. Zie §4.4.4 Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem.

Dit onderstation bevindt zich momenteel in een enkelvoudige aftakking in Saint-Amand op de 380 kV bovengrondse verbinding tussen Gramme en Courcelles. Er zal een tweede draadstel moeten worden getrokken van het aftakkingspunt naar het onderstation Tergnée. De bestaande masten zijn reeds daarvoor uitgerust. Hierdoor zal een compleet 380 kV input/output-station kunnen worden gecreëerd op de verbinding Gramme - Courcelles. De bestaande 380/150 kV-transformatoren op de site zullen erop worden aangesloten en er zal ook een 380 kV-koppeling aan worden toegevoegd.

Tenslotte zal, zodra deze stap is voltooid, een nieuwe industriële netgebruiker, die nu reeds een hoge belasting vraagt, op 380 kV op dit onderstation worden aangesloten.

In afwachting zal dezelfde netgebruiker worden aangesloten op het 150 kV-onderstation van Tergnée, zodat hij zijn activiteit kan starten. Later zal hij de 150 kV-verbinding kunnen gebruiken als noodstroomvoorziening.

5.4.15. HERSTRUCTURERING VAN DE REGIO OISQUERCQ - GOUY - SENEFFE - FELUY

De bovengrondse verbinding van 70 kV tussen de onderstations van Gouy en Oisquercq, via de onderstations van Ronquières, Seneffe en Feluy, nadert het einde van haar levensduur. Deze verbinding is relatief lang en een identieke reconstructie op 70 kV is in Wallonië niet toegestaan. Als dezelfde netstructuur zou worden verlengd, zou dit daarom via twee ondergrondse verbindingen moeten gebeuren. Uit een langetermijnstudie over de regio is gebleken dat een herstructurering met een gedeeltelijke overschakeling op het spanningsniveau van 150 kV het technisch-economische optimum is.

Met het oog op het einde van de levensduur van de 70 kV-verbinding zullen daarom twee ondergrondse 70 kV-kabelverbindingen worden aangelegd tussen de onderstations Oisquercq en Ronquières, zal een tweede 150/70 kV-transformator worden geïnstalleerd in het onderstation Oisquercq en zal een nieuwe ondergrondse 150 kV-verbinding worden aangelegd tussen de onderstations Oisquercq en Braine-l'Alleud om een veilige bevoorrading van het 70 kV-net van de regio en van het onderstation Ronquières te waarborgen.

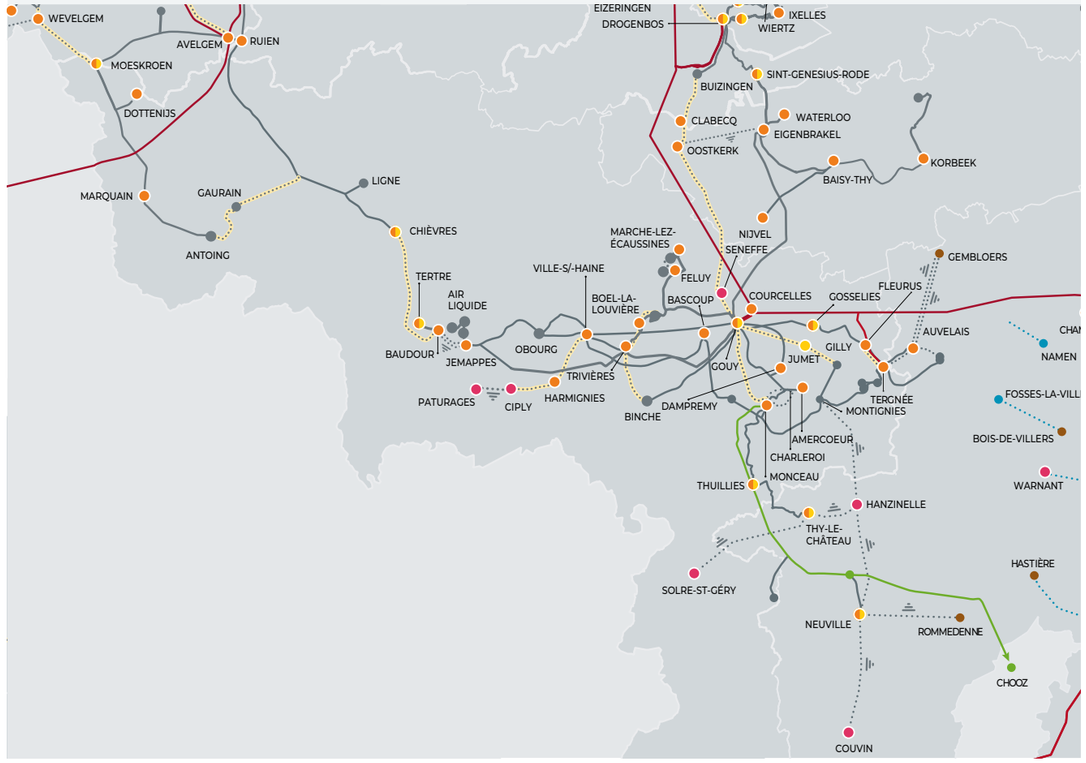
Anderzijds zullen de onderstations van Seneffe en Feluy op 150 kV worden gebracht: opening van een nieuw 150 kV-onderstation in Seneffe, tweede 150 kV-aftakking in Feluy, herstructurering van de 150 kV-bovengrondse verbindingen tussen de onderstations van Gouy, Marche-lez-Ecaussinnes en La Croyère, die dicht langs de onderstations van Feluy en Seneffe lopen en gebruikmaken van 150 kV-masten die momenteel op 70 kV werken.

5.4.16. VERVANGINGSPROJECTEN

Aanvullend staan de volgende vervangingen, los van structurele veranderingen, op de planning of zijn ze in uitvoering:

- Gouy 150 kV: vervanging van hoog- en laagspanningsmateriaal en van de 150/70 kV-transformator;
- Marquain 150 kV: vervanging van hoog- en laagspanningsmateriaal en van de 150/15 kV-transformator; Het onderstation zal ook vereenvoudigd worden;
- Jemeppe-sur-Sambre 150 kV: vervanging van hoog- en laagspanningsmateriaal en van een 150/70 kV-transformator;
- Boël - La Louvière: vervanging van laagspanningsmateriaal en herstructurering van de voeding van de 30 kV-cabine van Elia en van een industriële klant vanuit het 150 kV-net;
- Ingrijpende renovatie van de bovengrondse verbinding tussen de onderstations van Gaurain en Thieulain;
- Vervanging van de bovengrondse verbinding tussen de onderstations van Gouy en Binche door de aanleg van een 150 kV-kabelsegment tussen het onderstation van Binche en de momenteel niet onder spanning staande verbinding tussen de onderstations van Trivières en Péronnes, om een nieuwe verbinding tussen de onderstations van Trivières en Binche tot stand te brengen;
- Vervanging van de bovengrondse verbinding tussen de onderstations van Tergnée en Fleurus;
- Vervanging van de bovengrondse verbinding tussen Tergnée en Auvelais/Jemeppe-sur-Sambre;
- Vervanging van de geleiders op de verbinding tussen Gouy en Monceau;
- Vervanging van de geleiders van de verbindingen rond Obourg over 5 km;
- Gaurain 150 kV: vervanging van laagspannings- en/of hoogspanningsmateriaal;
- Vervanging van laagspanningsmateriaal in de onderstations van: Fleurus 150 kV, Marche-lez-Ecaussinnes 150 kV, Trivières 150 kV, Baudour 150 kV, Jemappes 150 kV, Monceau 150 kV, Tergnée 150 kV, Dottignies 150 kV, Monceau 150 kV, Gosselies 150 kV en Gouy 380 kV.

FIGUUR 53: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE HENEGOUWEN



5.5 Provincie Limburg

5.5.1. LIMBURG 150 KV

Recente studies van het net in de provincie Limburg en het noorden van de provincie Antwerpen (Kempen) hebben aangetoond dat, om op langere termijn de voedingszekerheid van de regio noord-Limburg te verzekeren, het oprichten van een nieuwe 380 kV onderstation met bijkomende 380/150 kV transformator, evenals het oprichten van een nieuw 150 kV onderstation noodzakelijk is. Het nieuwe 380 kV onderstation zal dan gevoed worden door een aftakking op een van de 380 kV lijnen tussen Meerhout en Van Eyck (Maaseik). Bijkomend laat de nieuwe transformator toe de netwerken van Kempen en Limburg te splitsen met het oog op het controleren van de kortsluitvastheid bij groeiende vermogens. Deze splitsing laat ook toe groeiende fluxen op de backbone op 380 kV toe te staan.

Een studie dewelke recent werd uitgevoerd wijst uit dat een bijkomende transformator 380/150kV in André-Dumont nodig is. Deze bijkomende transformator is noodzakelijk om een verdere splitsing van de 150 kV-netten te kunnen realiseren tussen Limburg en Luik. Ook laat deze splitsing toe om groeiende fluxen op de backbone op 380 kV toe te staan.

Verder moeten toekomstige studies nog uitwijzen of een versterking van de 150 kV lijnen tussen Meerhout en Beringen op middellange termijn noodzakelijk zal zijn.

In Herderen wordt een nieuw 150 kV onderstation opgericht. Dit laat in eerste instantie toe een bundeling van de bestaande lijnen uit te voeren. Later zal dit ook toelaten een split tussen het 150kV netwerk van Luik en van Limburg te realiseren.

Tot slot zal er, afhankelijk van de evolutie van de regio Lommel en de haalbare flexibiliteit, mogelijk bijkomende transformatorcapaciteit 150/30 kV nodig zijn. Toekomstige studies zullen uitwijzen of dit de beste oplossing is.

5.5.2. HERSTRUCTURERING 70 KV-NET ROND TESSENDERLO EN BERINGEN

De aanwezigheid van decentrale productie in en rond Tessenderlo vraagt op lange termijn een bijkomende ondersteuning vanuit het 150 kV-net naar 70 kV. Verder is het volledige onderstation 70 kV te Beringen aan vervanging toe. Een langetermijnstudie heeft echter aangetoond dat het onderstation Beringen 70 kV kan verlaten worden mits een herstructurering van de omgevende 70 kV lijninfrastructuur en de installatie van een transformator 150/70 kV in Tessenderlo in vervanging van de transformator 150/70 kV van Beringen. Daarnaast zal deze bijkomende 150/70 kV transformatie te Tessenderlo ook toelaten om het 70 kV-net richting Mol af te bouwen samen met de volledige afbraak van het eveneens verouderde 70 kV onderstation van Mol. Anderzijds is het dan noodzakelijk om de transformatie 70/10 kV van Beringen en Lummen te vervangen door transformatie 150/10 kV zowel in Beringen als in Lummen. De oude 70 kV lijn van Beringen naar Lummen kan daardoor ook gedeeltelijk ontmanteld worden.

In Tessenderlo zal dan de transformator 150/70 kV worden opgesteld die via een ondergrondse kabel zal aangesloten worden op het onderstation Beringen 150 kV.

5.5.3. HERSTRUCTURERING 70 KV-NET REGIO LIMBURG

In het zuiden van de provincie Limburg en op de grens met Vlaams-Brabant zijn een aantal 70 kV lijnen toe aan vervanging. Het gaat om de verbinding tussen Sint-Truiden, Borgloon en Tongeren, die doorloopt tot Vottem in de provincie Luik.

Een eerste analyse heeft intussen aangetoond dat de beste technisch-economische oplossing het vervangen van deze lijn door een 150 kV-kabel is. De voornaamste reden hiervoor is de relatief beperkte levensduur van de huidige pylonen. In de nabije toekomst zal deze oplossing nog bevestigd moeten worden tijdens de realisatie van een gedetailleerde studie.

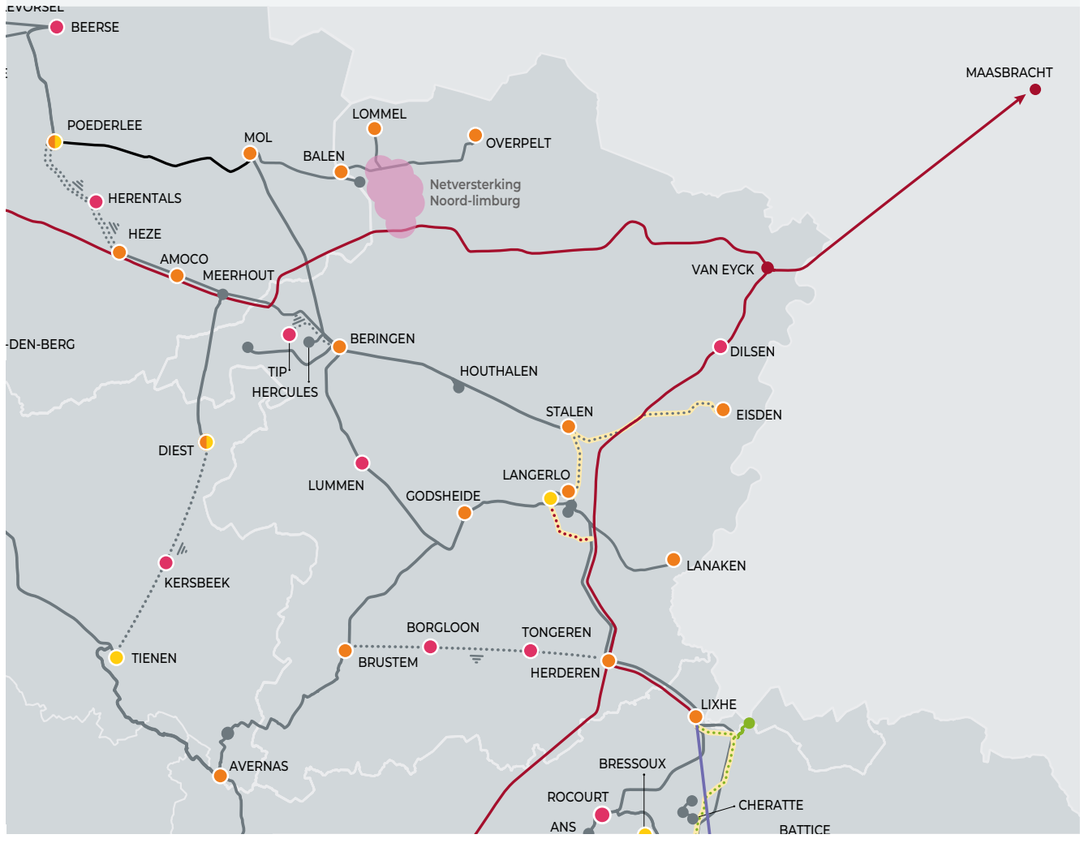
Verder zijn er in de provincie Limburg op de middellange termijn nog een aantal 70 kV lijnen aan vervanging toe. Het gaat hier meer bepaald over de verbindingen tussen Godsheide (Hasselt) en Stalen (Genk) en over de verbindingen tussen Eisden en Maasmechelen. Voor wat betreft de verbinding Godsheide-Stalen werd er in het verleden besloten om de geleiders te vervangen en de masten te versterken. Voor wat betreft de verbinding tussen Eisden en Maasmechelen zal een toekomstige studie duidelijkheid brengen over de beste technisch-economische oplossing.

5.5.4. VERVANGINGSPROJECTEN

Verder zijn belangrijke vervangingsprojecten lopende of voorzien in de onderstations van Balen, Beringen, Brustem, Lanaken en Lommel.

Voor sommige bovengrondse lijnverbindingen zijn de geleiders te vervangen, dit is het geval voor de 150 kV lijnen Stalen - Langerlo en Stalen - Eisden.

FIGUUR 5.4: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE LIMBURG



5.6 Provincie Luik

5.6.1. OOSTLUS

Sinds enkele jaren is er sprake van een aanzienlijke ontwikkeling van projecten voor decentrale elektriciteitsproductie in het gebied van de zogeheten Oostlus[4]. Er is gebleken dat dit deel van het plaatselijke transmissienet een verzadigingspunt heeft bereikt.

Ter ondersteuning van de uitrol van de hernieuwbare productie in Wallonië heeft Elia eind 2016 de eerste fase van de versterking van de Oostlus in dienst genomen, namelijk: de vervanging van de bovengrondse verbinding tussen de onderstations Bévercé - Stephanshof - Amel en tussen Stephanshof en Butgenbach door een bovengrondse verbinding met een dubbel circuit en een gabarit van 110 kV, die in een eerste fase echter op 70 kV zal worden geëxploiteerd.

5.6.1.1. Oostlus: tweede fase van de versterking

Aangezien de capaciteit die door de eerste fase van de versterking is vrijgekomen, op basis van de huidige lijst van nog in afwachting verkerende aanvragen reeds is uitgeput, is de tweede fase van de versterking reeds aan de gang.

Deze tweede fase bestaat enerzijds uit de ontkoppeling van de 70 kV-netten tussen de zone Luik en de oostelijke zone (Saint-Vith en Malmedy), en anderzijds uit de exploitatie van een 110 kV-draadstel tussen Brume en Amel vanaf dit stadium.

Daartoe zal in Brume een nieuwe 380/110 kV-transformator worden geïnstalleerd en zal de lijn Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts worden vervangen door een 110 kV-lijn in dubbel circuit. In de onderstations Bévercé, Amel, Trois-Ponts en Butgenbach zal één van de twee 70/15 kV-transformatoren worden vervangen door een 110/15 kV-transformator. Zoals in de volgende paragraaf wordt vermeld, is dit reeds gebeurd tussen de onderstations van Brume en Trois-Ponts.

Deze tweede versterkingsfase zal het mogelijk maken een extra productie van 150 MW aan te sluiten in het noordelijke deel van de Oostlus.

5.6.1.2. Brume: installatie van een hub voor decentrale productie

Parallel met deze tweede fase van de versterking van de Oostlus en om het mogelijk te maken de extra capaciteit in de omgeving van het onderstation van Brume in het net te laten injecteren, werd de installatie van een 36 kV-cabine in Brume overwogen. Deze 36 kV cabine zou zijn gevoed door de 36 kV-tertiaire van de nieuwe 380/110 kV transformator van 300 MVA die nodig is voor de tweede fase van de versterking van de Oostlus. Zij zou het mogelijk hebben gemaakt om, met een redelijke flexibiliteit voor de producenten en de exploitatie door Elia, adequate infrastructuur ter beschikking van de producenten te stellen.

De installatie van deze 36 kV-cabine in Brume is momenteel opgeschort, maar de 380/110 kV-transformator is wel geïnstalleerd, vooruitlopend op de tweede fase van de versterking. Door deze investering te combineren met de installatie van twee nieuwe 110 kV/MV- en 70 kV/MV-transformatoren van 50 MVA in Trois-Ponts, is er vanaf 2021 capaciteit beschikbaar om de decentrale producties in het net te laten injecteren, zo nodig met gebruikmaking van beperkte flexibiliteit. Deze capaciteit is voldoende voor de momenteel bekende behoeften.

5.6.1.3. Oostlus: mogelijkheden voor verdere versterking

Indien de ontwikkeling van de productie van windenergie in het gebied deze versterkingen ontoereikend maakt en indien de middelen voor een flexibele exploitatie uitgeput zijn, kan in een later stadium worden overwogen de bovengrondse verbindingen op 70 kV tussen Amel en Saint-Vith en tussen Cierreux en Saint-Vith te vervangen door bovengrondse verbindingen met een formaat van 110 kV en met een dubbel circuit.

Ook de vervanging van de bovengrondse verbinding tussen Bronrome en Heid-de-Goreux door een 110 kV-verbinding met een dubbel circuit is eveneens op lange termijn gepland; dit project zal het mogelijk maken de afschaffing van de bovengrondse verbinding Comblain - Heid-de-Goreux van 70 kV in overweging te nemen.

4 Dit gebied beslaat het oostelijke deel van het Waals Gewest en omvat het noorden van de provincie Luxemburg en het zuiden van de provincie Luik.

5.6.1.4. Heid-de-Goreux en Saint-Vith: vervanging van de onderstations

Om de betrouwbaarheid van de bevoorrading te garanderen, zullen de onderstations van Saint-Vith en Heid-de-Goreux worden vervangen door 110 kV-onderstations.

Dit maakt deel uit van de ontwikkeling naar een spanningsniveau van 110 kV op lange termijn.

5.6.2. HERSTRUCTURERING VAN HET DEELNET MONSIN EN BRESSOUX

Naar aanleiding van tal van vervangingsbehoeften in het onderstation Monsin is in nauwe samenwerking met de betrokken distributienetbeheerder besloten het onderstation Monsin (70 kV-onderstation en 15 kV-cabine) te verwijderen en in Bressoux een nieuwe 150/15 kV-transformator van 50 MVA te installeren, die ook de belasting van Monsin zal overnemen.

5.6.3. HERSTRUCTURERING VAN DE HASPENGOUWSE LUS

Naar aanleiding van de verschillende behoeften aan vervanging en mogelijkheid tot injectie van decentrale producties in het net, die in de Haspengouwse lus zijn vastgesteld, is samen met de betrokken distributienetbeheerder een specifieke studie uitgevoerd over deze lus.

Het technisch-economische optimum dat uit deze studie naar voren komt, is als volgt:

- Bevestiging van de noodzaak om een 150 kV-onderstation te bouwen in Hannuit met de installatie van een 150/70 kV-transformator van 90 MVA en twee 150/15 kV-transformatoren van 50 MVA;
- Installatie van een derde 150/15 kV-transformator van 50 MVA in Ans (te bevestigen afhankelijk van de ontwikkeling van de belasting) na de overdracht van de belasting door de distributienetbeheerder van Hollogne 15 kV naar Ans 15 kV; het onderstation van Hollogne 70 kV zal op zijn beurt worden opgeheven;
- Bouw van een 150 kV-onderstation in Rocourt aan de voet van de 150 kV-verbinding Ans - Vottem met de installatie van twee 150/15 kV-transformatoren van 50 MVA; het 70 kV-station van Alleur zal dan worden opgeheven;
- Bouw van een 150 kV-onderstation in Profondval met de installatie van twee 150/15 kV-transformatoren van 50 MVA; het 70 kV-station van Profondval zal dan worden opgeheven;
- Stopzetting van het project voor het opnieuw in dienst stellen van de bovengrondse verbinding op 150 kV tussen Gramme en Rimière: deze bovengrondse verbinding zal bijgevolg worden ontmanteld.

5.6.4. AANSLUITING VAN NIEUWE ELEKTRICITEITSCENTRALES MET GEVOLGEN VOOR HET ALGEMENE NET

Om de aansluiting van de centrale van Awirs op het 380 kV-onderstation van Rimière, zoals toegelicht in §4.4.3 Aansluiten nieuwe eenheden voor productie en opslag, alsmede de aansluiting van de centrale van Seraing op het 220 kV-station van Rimière mogelijk te maken, moeten de volgende werkzaamheden op 220 kV-niveau worden uitgevoerd:

- Ontkoppeling van de twee draadstellen van de 220 kV-verbinding Jupille - Rimière;
- Installatie van een 220 kV-lijnveld bij Jupille om deze ontkoppeling mogelijk te maken;
- Installatie van drie 220 kV-lijnvelden in Rimière ten gevolge van de bovenvermelde ontkoppeling enerzijds, maar ook ten gevolge van de herstructurering van de twee bestaande 380/220 kV-transformatoren in Rimière en de installatie van een derde.

Merk op dat de ontkoppeling van 220 kV Lixhe - Jupille reeds in 2021 is voltooid.

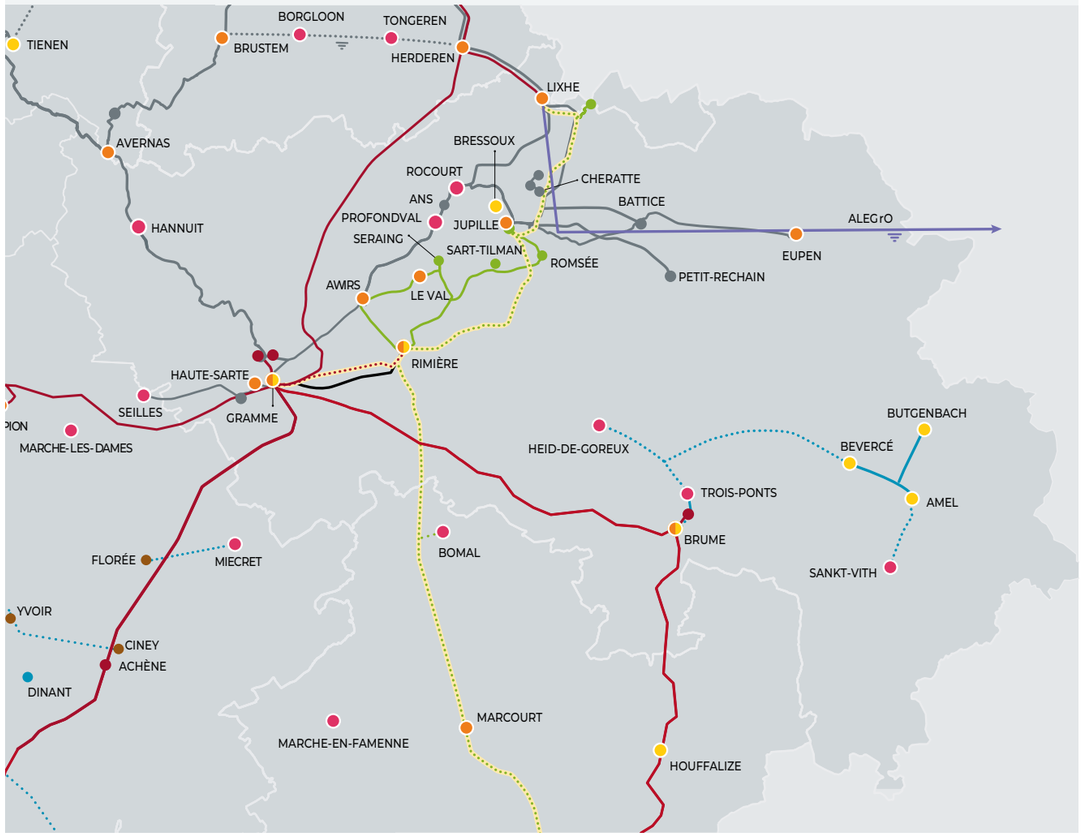
5.6.5. VERVANGINGSPROJECTEN

Om de betrouwbaarheid van de bevoorrading te waarborgen, zijn in de periode 2024-2034 diverse vervangingsprojecten gepland:

- Zo zijn vervangingen van laagspanning gepland in de onderstations Avernas 150 kV, Awirs 150 kV, Awirs 220 kV, Berneau 220 kV, Leval 220 kV, Lixhe 150 kV en Tihange Bis 380 kV;
- Bovendien zijn vervangingen van hoog- en laagspanningsuitrusting gepland in de onderstations van Rimière 220 kV, Eupen 150 kV, Gramme 380 kV, Gramme 150 kV en Haute-Sarte 150 kV;
- De 220 kV-verbinding Lixhe - Jupille zal ook worden gerenoveerd.

Het 380 kV-onderstation Tihange 2 wordt momenteel gebruikt voor de aansluiting van een nucleaire productie-eenheid en voor de voeding van de 380/150 kV-transformator van Tihange Bis, die zich aan de rand van de nucleaire site bevindt. Zodra de 380 kV-verbinding niet langer nodig is voor de producent, kan het onderstation Tihange 2 buiten bedrijf worden gesteld en kan de transformator Tihange Bis rechtstreeks op Gramme worden aangesloten. Deze werkzaamheden zijn momenteel gepland voor 2027. De vervanging van bepaalde laagspanningsuitrustingen is op korte termijn noodzakelijk om de exploitatie van het onderstation tot 2027 te verlengen.

FIGUUR 5.5: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE LUIK



5.7 Provincie Luxemburg

5.7.1. ZONE BOMAL – HOTTON

Het 70 kV-net in de regio Bomal - Hotton is op verschillende plaatsen aan vervanging toe (70 kV-onderstations in Bomal en Soy, en op langere termijn de 70 kV-verbinding Bomal - Comblain).

Het 70 kV-onderstation in Bomal zal worden vervangen door een nieuw 110 kV-onderstation.

Op lange termijn is de aanleg gepland van een 220 kV-verbinding tussen de 220 kV-lijn Villeroux - Rimière en het onderstation Bomal, alsmede de installatie van een 220/70 kV-transformator in Bomal. Hierdoor zal de 70 kV-verbinding Bomal - Comblain kunnen worden opgeheven. Het 220 kV-station van Marcourt wordt dan een onderstation met één enkel railstel en een ingang/uitgang van de 220 kV-lijn Villeroux - Rimière. Deze visie zal echter moeten worden bevestigd in het licht van de bestemming van de 220 kV-verbinding Villeroux - Rimière (zie §4.5.1.3 Interne backbone versterking Zuid-Oost).

5.7.2. LUS VAN ORGÉO

De langetermijnvisie voor de lus die de onderstations van Villeroux, Orgéo, Hastière, Achêne en Marcourt met elkaar verbindt, bestaat uit de geleidelijke invoering van 110 kV, te beginnen met de vervanging van de bovengrondse verbinding Hastière - Pondrôme door een 110 kV-gabarit. Daarna volgt de vervanging van de verbinding Fays-les-Veneurs - Orgéo.

Bovendien is er in de omgeving van Neufchâteau sprake van verschillende projecten voor productieparken. Met de reeds bevestigde verbindingen bereikt het hoogspanningsnet, met name de 70 kV-verbinding tussen Orgéo en Neufchâteau, het verzadigingspunt, ondanks de flexibiliteitsmiddelen. Om deze congestie aan te pakken, wordt overwogen de 70 kV-verbinding buiten dienst te stellen en een nieuw circuit tussen Orgéo en Neufchâteau aan te leggen. Daartoe zal een nieuwe 110 kV-kabel worden aangelegd tussen het onderstation van Neufchâteau en de verbinding tussen Respelt en Orgéo.

5.7.3. HERSTRUCTURERING VAN 220 KV IN DE PROVINCIE LUXEMBURG

Zie ook §4.5.1.3 Versterking van de backbone Zuid-Oost.

De 220 kV-verbinding met een dubbel circuit tussen Aubange en Villeroux vertoont verscheidene tekenen van voortijdige veroudering. De renovatie van een deel van de masten en funderingen is op korte termijn gepland om de veilige exploitatie van deze dubbele verbinding tot het einde van de levensduur in 2035 mogelijk te maken. Tegen die tijd zal een tweede draadstel moeten worden getrokken op de naburige 380 kV-verbinding tussen Aubange en Villeroux. Dit tweede circuit zal een 380 kV-gabarit hebben en aanvankelijk op 220 kV worden uitgebaat. Zodra deze nieuwe verbinding in dienst is gesteld, kan de dubbele 220 kV-verbinding tussen Aubange en Villeroux worden ontmanteld.

Er is ook een renovatie gepland van de 220 kV-verbinding tussen Villeroux en Rimière om deze tot 2040 te kunnen exploiteren.

5.7.4. VERVANGINGSPROJECTEN

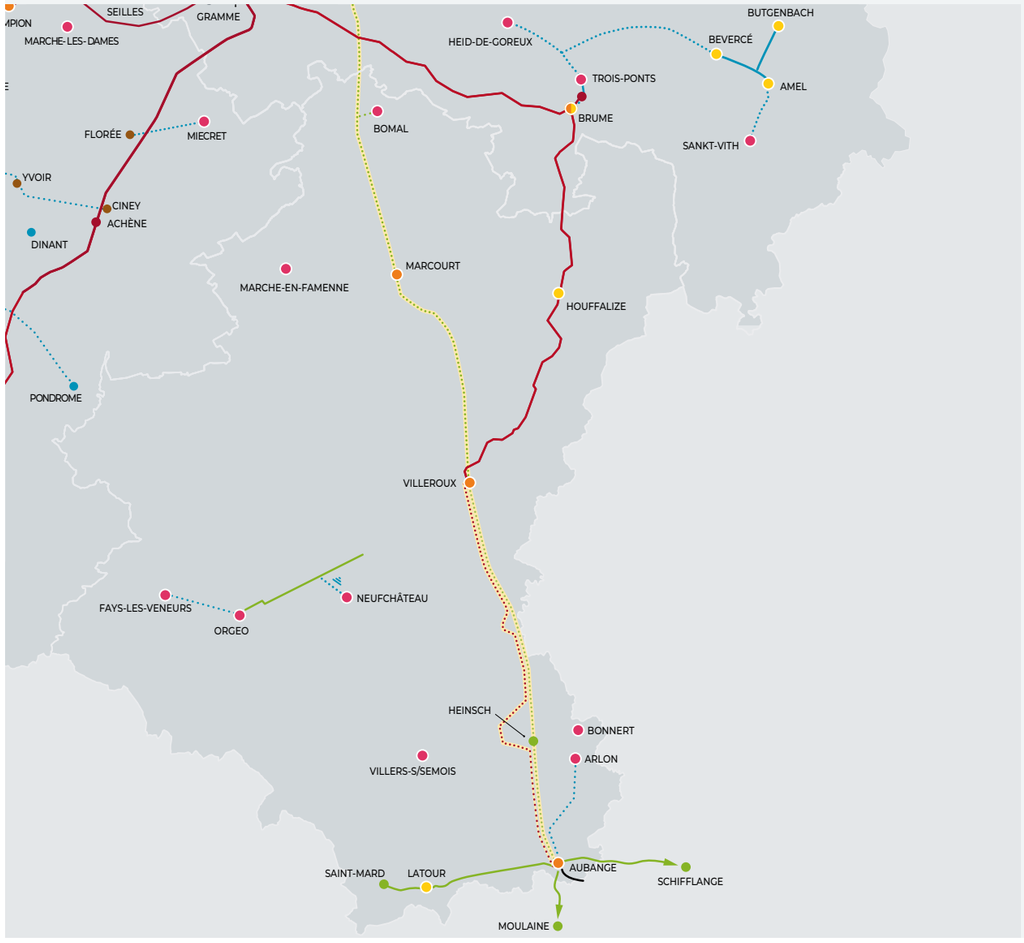
Om de betrouwbaarheid van de voeding te garanderen, zullen de onderstations van Bonnert, Villers-sur-Semois, Saint-Vith, Fays-les-Veneurs, Orgéo, Neufchâteau, Aarlen, Aubange en Marche-en-Famenne worden vervangen met een 110 kV-gabarit, waarbij ze in een eerste fase wel op 70 kV worden geëxploiteerd. Ook in de 220 kV-onderstations van Houffalize, Villeroux en Aubange zullen laag- en hoogspanningsuitrustingen worden vervangen.

Door een brand in een 220 kV dwarsregeltransformator in Aubange zijn de transformator en de nabijgelegen uitrusting vernield of beschadigd. De vervanging of renovatie ervan is gepland.

De bovengrondse 70 kV-verbinding tussen Aarlen en Aubange is aan het einde van zijn levensduur en zal bijgevolg worden vervangen door een nieuwe 110 kV-verbinding met een dubbel draadstel. De oude 150 kV-verbinding van Aubange naar het Groothertogdom Luxemburg, die reeds van het net is losgekoppeld, zal worden ontmanteld.

In Latour zal een tweede 220/15 kV-transformator worden geïnstalleerd op de 220-kV verbinding Aubange - Saint-Mard. Hierdoor kan het te vervangen 70 kV-onderstation worden verwijderd. Een analyse met de distributienetbeheerder zal uitwijzen of handhaving van één enkele injectie naar de middenspanning voldoende is. De laagspanningsuitrustingen zullen ook worden vervangen.

FIGUUR 5.6: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE LUXEMBURG



5.8 Provincie Namen

5.8.1. GLOBALE VISIE

Het Naamse net, dat historisch ontwikkeld is op 70 kV, zal geleidelijk evolueren naar een spanningsniveau van 110 kV, rechtstreeks ondersteund door transformatoren die verbonden zijn met het 380 kV-net.

Deze regio, die in het westen is omringd door de zone van Henegouwen, die naar 150kV evolueert, en in het oosten door de zone van Luik, die naar 220 kV evolueert, zal dus geleidelijk moeten worden losgekoppeld van haar buren. Merk op dat, aangezien de Luxemburgse zone in het zuidoosten ook in de richting van 110 kV gaat, het niet nodig is deze twee zones te ontkoppelen. De geplande investeringen of de pistes voor de ontwikkeling op middellange en lange termijn van de Naamse regio liggen in de lijn van de langetermijnstudie die over de regio is uitgevoerd. Zij zijn bedoeld om de samenhang met de geplande projecten in de aangrenzende gebieden geplande projecten te garanderen, evenals hun duurzaamheid.

5.8.2. ONTKOPPELING MET HENEGOUWEN

In het noordwesten zal de ontkoppeling tussen de netten van Namen en Henegouwen plaatsvinden tussen de onderstations van Gembloux en Leuze. Gezien het grote windenergiepotentieel van dit gebied is besloten het onderstation van Gembloux en de bijbehorende capaciteit over te hevelen naar de regio Henegouwen door de 150 kV-verbinding Auvelais-Gembloux te vervangen door een ondergrondse verbinding met twee draadstellen. De verbinding Gembloux - Leuze zal niet worden gehandhaafd en het onderstation van Leuze zal daarom op termijn worden aangepast aan het 110 kV-spanningsniveau met de rest van de zone rond Namen.

In het westen zal de verbinding tussen Auvelais en Fosses-la-Ville niet worden vervangen. Fosse-la-Ville zal worden bevoorraad vanuit de regio Namen via een dubbele 110 kV-antenne vanuit Bois-de-Villers.

In het zuidwesten is het de bedoeling de zones Namen en Henegouwen te ontkoppelen door de verbinding tussen de onderstations van Romedenne en Hastière niet te vervangen.

5.8.3. ONTKOPPELING MET LUIK

In het noordoosten van de zone Namen verloopt de verbinding met de zone Luik via de verbinding tussen de onderstations van Seilles, Statte en Ampsin. De ontkoppeling tussen de twee zones zal plaatsvinden op het niveau van deze verbinding, waarvan het nut als reservevoorziening voor Ampsin zal zijn verdwenen na de geplande herstructureringswerkzaamheden in Hannuit. De toekomst van de toevoer naar het onderstation van Wanze moet nog grondig worden bestudeerd.

De regio Namen wordt in het noordoosten bevoorraad via een 150/70 kV-transformator in Seilles, die verbonden is met het onderstation van Gramme (Huy). De toekomst van dit injectiepunt is geanalyseerd in het kader van de langetermijnstudie van het gebied. Gezien de thans geraamde resterende levensduur van de 150 kV-verbinding en de handhaving van het onderstation Gramme als voeding voor de ondersteunende diensten van de nucleaire site van Tihange, is de handhaving van de injectie in Seilles vanuit technisch-economisch oogpunt de voorkeursoptie.

5.8.4. ONTWIKKELING VAN HET NAAMSE NET

Er is een langetermijnstudie uitgevoerd voor de zone Namen, die op termijn zal evolueren naar een spanning van 110 kV. De gekozen netstructuur en met name de geplande 110 kV-verbindingen zijn bedoeld om het potentieel aan hernieuwbare energie in het gebied optimaal te integreren. De injectiepunten naar de plaatselijke distributienetbeheerders worden over het algemeen behouden. Met uitzondering van bepaalde gevallen waarin het mogelijk en aanvaardbaar is om het zonder te stellen, zullen de 70 kV-verbindingen die het einde van hun levensduur hebben bereikt, worden vervangen door nieuwe 110 kV-verbindingen met een dubbel draadstel, die in een eerste fase op 70 kV zullen worden geëxploiteerd.

Momenteel is het de bedoeling de volgende enkelvoudige verbindingen te vervangen door nieuwe verbindingen met een dubbel circuit op 110 kV:

- De as die Yvoir met Ciney verbindt;
- De lijn tussen Hastière en Pondrôme;
- De lijn tussen Fays-les-Veneurs en Orgéo, die in de provincie Luxemburg ligt, maar elektrisch is verbonden met het bestudeerde Naamse net;
- De lijn tussen Florée en Miécret;
- De volgende lijnen met een dubbel circuit zullen eveneens worden vervangen door lijnen met een dubbel circuit op 110 kV:
  - Het deel van de lijn tussen Namen en de aftakking bij Flawinne;
  - Het deel van de lijn tussen Bois-de-Villers en Fosses-la-Ville. Zoals hierboven is uiteengezet, zal het deel van die lijn tussen Fosses-la-Ville en Auvelais aan het eind van de levensduur worden ontmanteld;

Gezien de geografische situatie zal de lijn tussen Yvoir en Bois-de-Villers aan het eind van zijn levensduur worden vervangen door een ondergrondse kabel met een spanning van 110 kV, die Yvoir met Warnant verbindt;

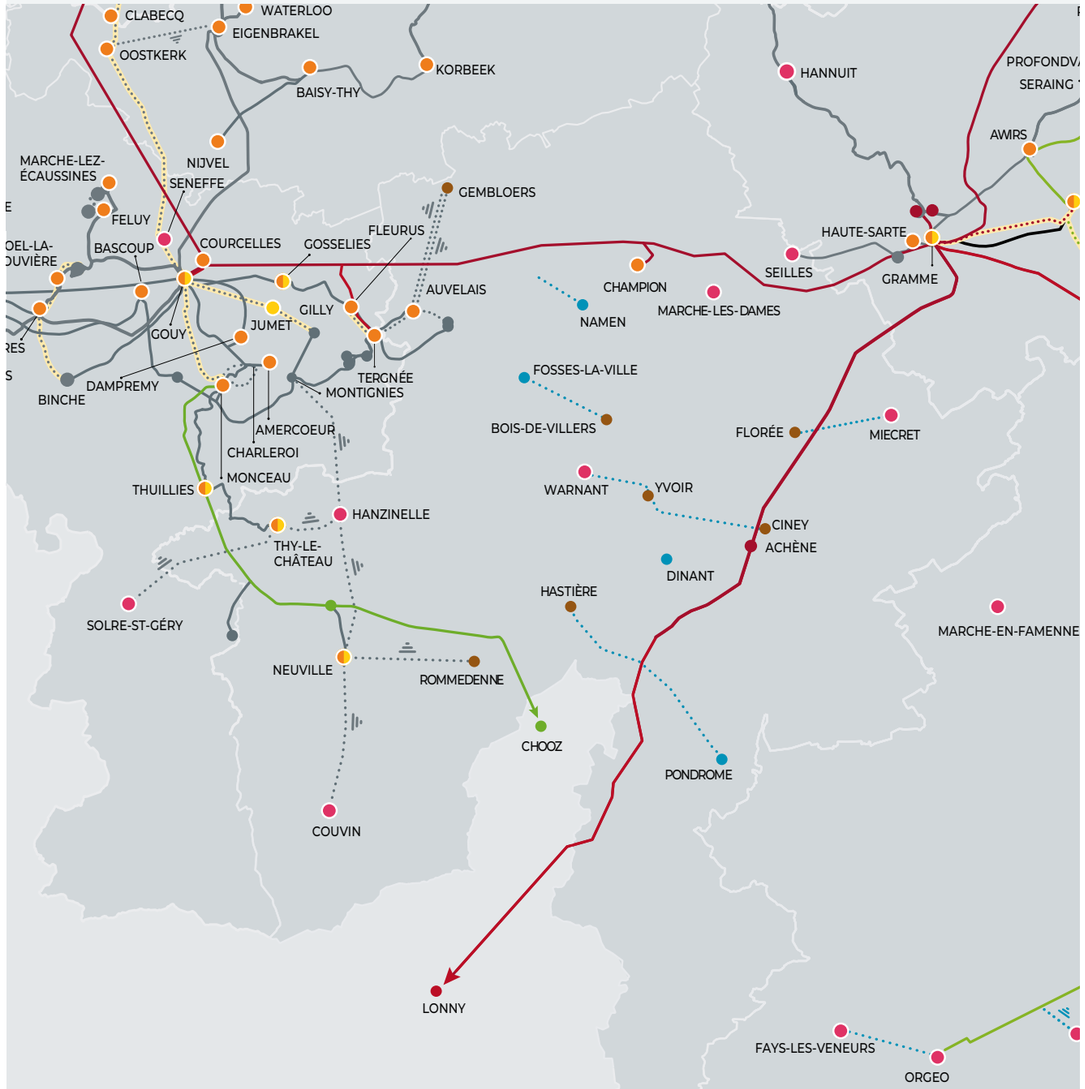
Tijdens de studie werd vastgesteld dat met de daling van de nucleaire productie in Tihange de 380 kV-fluxen komende van Lonny (Frankrijk) en gaande naar Gramme, via Achêne, belangrijker zullen worden. Deze stromen zullen worden doorgegeven via het Naamse 70 kV-net in geval van ongeplande onbeschikbaarheid van de enige lijn die Achêne met Gramme verbindt en zullen daar overbelastingen veroorzaken, zie ook §4.3.1 Versterking Lonny - Achêne - Gramme. Om deze overbelasting te vermijden, zal het Naamse 70 kV vanuit operationeel oogpunt in tweeën worden gesplitst. Om deze nieuwe exploitatie mogelijk te maken, is in Achêne een extra 380/70 kV-transformator nodig.

5.8.5. VERVANGINGSPROJECTEN

In de periode 2024-2034 zijn verschillende vervangingsprojecten gepland, hetzij volledig los van een wijziging van de structuur van het net, hetzij in overeenstemming met de conclusies van de langetermijnstudie over de zone:

- De volgende 70 kV-onderstations en een deel van de transformatoren waarmee ze zijn uitgerust, worden vervangen of zullen volledig worden vervangen op 110 kV-formaat, maar zullen aanvankelijk op 70 kV worden geëxploiteerd: Marche-les-Dames, Seilles, Miécret (nog te bevestigen), Warnant;
- De laagspanning van het 380 kV-onderstation Champion zal worden vernieuwd;
- De laagspanning van het 150 kV-onderstation Auvelais moet worden vernieuwd.

FIGUUR 5.7: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE NAMEN



5.9 Provincie Oost-Vlaanderen

5.9.1. PROJECTEN GERELATEERD AAN DE INTERNE BACKBONE 380 KV – OOST-VLAANDEREN

De projecten die gekoppeld zijn aan het ontkoppelen van de 150 kV-netten in de provincies Oost- en West-Vlaanderen zijn in uitvoering of uitgevoerd. Deze ontwikkeling is gekoppeld aan de groter wordende vermogensuitwisselingen op de backbone 380 kV die ertoe leiden dat er bepaalde congesties zouden ontstaan in de onderliggende 150 kV-netten. De aangewezen oplossing bestaat erin een tweede 380/150 kV transformator met een vermogen van 555 MVA in Rodenhuize te installeren, en het 150 kV-net te ontkoppelen in Heimolen en Nieuwe Vaart. De ontkoppeling van het 150 kV-net te Heimolen vereist een aanpassing van de configuratie van de 150 kV luchtlijnen rond Heimolen. Concreet worden bijkomende luchtlijnen aangesloten op het onderstation 150 kV waardoor de nodige flexibiliteit in de netuitbating bekomen wordt. Te Nieuwe Vaart biedt het vernieuwde onderstation 150 kV reeds de nodige uitbatingsmogelijkheden.

Verdere studies hebben aangetoond dat er nog beperkte bijkomende aanpassingen nodig zijn om de ontkoppeling van de 150 kV-netten op een robuuste wijze door te voeren. De kortsluitvastheid van het 150 kV onderstation Rodenhuize kan significant verhoogd worden door vijf vermogensschakelaars te vervangen hetgeen meerdere uitbatingsmodi toelaat zonder een overschrijding van de kortsluitlimieten. Daarnaast is het ook aangewezen om een tweede dwarskoppeling toe te voegen in dit onderstation, opdat een uitbating op alle railstellen gebruikt kunnen worden. Deze koppeling zal eveneens benut kunnen worden na de plaatsing van de bijkomende transformator 380/150 kV te Baekeland zoals besproken in §4.4.1 Nieuw onderstation Baekeland en hieronder. Te Heimolen worden eveneens bijkomende 150 kV-luchtlijnen op het 150 kV-onderstation onderstation aangesloten hetgeen de plaatsing van enkele bijkomende velden vereist. Het gaat meer bepaald over een luchtlijn richting Sint-Pauwels en een luchtlijn richting Rodenhuize. Uit de analyses volgt ook dat de 150 kV-luchtlijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuize, die de verbinding maken tussen de regio's Gent en Brugge, zwaar belast worden en zelfs overbelast kunnen worden op ogenblikken dat er groot surplus aan vermogen is in de regio Brugge. Dit laatste kan onder andere optreden bij hoge injectie van de on- en offshore windparken. Eerder dan deze verbinding te versterken, wordt er voorzien Ampacimon-modules te plaatsen op deze lijnen teneinde flexibel gebruik te kunnen maken van de bijkomende transportcapaciteit die gecreëerd wordt door de verhoogde koeling bij hogere windsnelheden. Zo wordt de bestaande infrastructuur optimaal benut.

Met het oog op het grote potentieel aan bijkomende productie en verbruik dat de energietransitie met zich mee zal brengen, werden verdere studies uitgevoerd en de vervolgstappen in de ontwikkeling van het 150 kV-net uitgewerkt. De analyses tonen aan dat de zone Gent nood heeft aan een bijkomende versterking vanuit het 380 kV-net. Dit wordt voorzien in de vorm van een bijkomende transformator 380/150 kV die aan de 380 kV-zijde aangesloten wordt op het nieuwe 380 kV-onderstation Baekeland, en aan de 150 kV-zijde op het 150 kV-onderstation Rodenhuize.

5.9.2. EEKLO

Te Eeklo Pokmoer bereiken de transformatoren 150/36 kV hun einde levensduur. Deze transformatoren worden in antenne gevoed vanuit het 150 kV onderstation Langerbrugge door middel van een 150 kV-luchtlijn. Tijdens onderhoudswerken werden belangrijke schadegevallen vastgesteld op de mastlichamen van deze 150 kV-lijn, waardoor het behoud op lange termijn een volledig vernieuwing vereist. Om die reden wordt er voorzien slechts een van de twee transformatoren 150/36 kV te Eeklo Pokmoer te vernieuwen. De tweede voeding van de 36 kV-zone wordt voorzien vanuit de reeds aanwezige transformatie 150/36 kV te Eeklo Noord, hetgeen eveneens beperkte 36 kV-kabelwerken tussen beide onderstations vereist. Deze investeringen vormen een eerste stap in een graduele overstap waarbij de 36 kV-zone rond Eeklo volledig vanuit het 150 kV-onderstation Eeklo Noord gevoed zal worden, waardoor het aanwezige 36 kV- en 150 kV-net optimaal benut wordt. De 150 kV-lijn tussen Eeklo Pokmoer en Langerbrugge wordt ontmanteld bij het bereiken van de einde levensduur binnen 15 tot 20 jaar.

5.9.3. HAVEN VAN GENT

De energietransitie gepaard gaan met een aanzienlijk potentieel aan bijkomende productie en verbruik in de Gentse haven. Zoals besproken in §4.4.1 Nieuw onderstation Baekeland wordt om die reden voorzien het 150 kV-net te versterken in de vorm van een bijkomende transformator 380/150 kV die aan de 380 kV-zijde aangesloten wordt op het nieuwe 380 kV-onderstation Baekeland, en aan de 150 kV-zijde op het 150 kV-onderstation Rodenhuize. In functie van de concrete nood aan bijkomende aansluitingscapaciteit kan er nog een bijkomende transformator 380/150 kV toegevoegd worden aan de zone. De netstructuur van het 380 kV-onderstation Baekeland wordt hierop alvast voorzien. Kant 150 kV vergt dit echter aanzienlijke netaanpassingen die momenteel nog verder ter studie liggen.

Op de linkeroever van de Gentse haven wordt in functie van de komst van nieuwe belasting en/of productie voorzien de voeding van het 36 kV-net te versterken vanuit het 150 kV door de plaatsing van een bijkomende transformator 150/36 kV. Gezien de noordelijke ligging van het potentieel bestaat de visie er in de nieuwe transformator 150/36 kV te plaatsen in de toekomstige hoogspanningssite in het Kluizendok. De 150 kV voeding werd initieel voorzien vanaf de 150 kV lijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuize die vlakbij het Kluizendok lopen. Gezien deze 150 kV-lijnen reeds zwaar belast worden, zoals besproken in §5.9.1 Projecten gelinkt aan de interne backbone 380 kV, wordt er echter voorzien een 150 kV-voeding te voorzien door middel van een kabelverbinding vanuit een naburige 150 kV onderstation zoals Langerbrugge of Rodenhuize. Een verdere versterking van de voeding kan op middellange termijn voorzien worden door middel van een transformator 150/12 kV.

De rechteroever van de Gentse haven wordt eveneens gekenmerkt door een belangrijk potentieel aan bijkomende productie en afname. De aangewezen versterkingsoptie voor dit net bestaat er in een tweede transformator 150/36 kV te plaatsen in het onderstation Rechteroever Gent die gevoed wordt door middel van een 150 kV-kabel vanuit het onderstation Langerbrugge. De netversterking kan uitgesteld worden door gebruik te maken van de bestaande 36 kV-kabels die de netten op de linker- en rechteroever met elkaar verbinden. De plaatsing van de tweede transformator 150/36 kV te Rechteroever wordt daarom op dit ogenblik gekoppeld aan het bereiken van de einde levensduur van deze kabels binnen 5 tot 10 jaar. Een snellere realisatie kan echter nodig zijn in functie van de komst van een significant bijkomend verbruik.

5.9.4. GENT CENTRUM

Het stedelijk gedeelte van de regio Gent wordt vanuit het 150 kV-net gevoed hoofdzakelijk door middel van transformatoren 150/36 kV. Deze staan opgesteld zowel in het noordelijke gedeelte in de onderstations Nieuwe Vaart en Ham, evenals het zuidelijke gedeelte in de onderstation Flora en Drongen. Op basis van de huidige vooruitzichten zijn er geen wijzigingen vereist aan deze structuur. Wel wordt de koppeling op 36 kV tussen de injectoren 150/36 kV in het zuiden en het noorden versterkt door middel van nieuwe kabelverbindingen 36 kV. Dit laat toe dat de in het noorden van Gent opgestelde transformatoren 150/36 kV te Ham en Nieuwe Vaart deze van Flora en Drongen beter kunnen ondersteunen.

Voorliggend investeringsplan voorziet enkel in de nodige vervangingen teneinde dit net in stand te houden. Zo wordt de bestaande 150/36 kV transformator in Drongen te vervangen door een nieuwe transformator van 125 MVA en worden de uitrustingen van de 150 kV-lijn tussen Rodenhuize en Flora vervangen.

Om veiligheidsredenen dient de 150 kV lijn tussen Langerbrugge en Nieuwe Vaart verhoogd te worden op één locatie.

5.9.5. AALST – DENDERMONDE – MALDEREN

De zone Aalst - Dendermonde - Malderen omvat een uitgebreid 70 kV-net dat in Aalst, Ninove, Merchtem en Malderen gekoppeld is met het 150 kV-net door middel van transformatoren 150/70 kV. Een recente lange termijnstudie toonde aan dat het huidige 70 kV-net nog enige marge vertoont voor de toename van verbruik in de zone, maar dat de graduele overgang van het 70 kV-net naar een 150 kV-net de aangewezen ontwikkelingspiste vormt. De trigger hiertoe wordt in hoofdzaak gevormd door de 70 kV-netelementen die hun levensduur bereiken in de komende 20 jaar. Richting 2040 ontstaan hierdoor twee nieuwe 150 kV-netstructuren. Het zuidelijke gedeelte omvat de regio Aalst - Ninove die gevoed zal worden door de bestaande 150 kV-luchtlijn tussen de onderstations Aalst en Breugel evenals een nieuwe 150 kV-kabelverbinding tussen de onderstation Bruegel, Essene en Aalst. Te Aalst en Essene wordt een 150 kV-onderstation gebouwd. Rond Aalst blijft het 70 kV-net behouden dat zich uitstrekt tot Zottegem en Ninove, gelet de lange resterende levensduur van de diverse netelementen. In het noordelijke gedeelte wordt het 70 kV-net volledig afgebouwd en vervangen door een nieuwe 150 kV-verbinding voorzien tussen de onderstation Sint-Gillis-Dendermonde, Baasrode en Malderen. Deze ontwikkeling vergroot de voe-

dingszekerheid van de 150 kV-luchtlijn tussen Heimolen en Aalst Noord, en vergroot ook de aansluitingscapaciteit in de zone rond Sint-Niklaas op lange termijn. De onderstations Willebroek en Bornem worden in het kader van het verlaten van het 70 kV-net in aftakking aangesloten op de bestaande 150 kV-luchtlijnen tussen de onderstation Schelle en Bruegel.

Diverse 70 kV-netelementen bereiken hun einde levensduur op korte termijn. Gelet de lange termijnvisie worden deze netelementen vervangen door 150 kV-installaties die in afwachting van de overgang naar dit spanningsniveau nog uitgebaat worden op 70 kV. Voorbeelden hiervan zijn de vervanging van de 70 kV-onderstation te Essene en Baasrode, evenals de verbindingen tussen de onderstation Sint-Gillis-Dendermonde, Baasrode en Malderen. Bij dit laatste worden de 70 kV-lijnen ontmanteld en worden er 150 kV-kabels geplaatst. Ook de 70 kV-lijn tussen Aalst en Zottegem wordt vervangen door een 150 kV-kabel. Dit vormt een meer toekomstgerichte oplossing, gezien ook het 70 kV-net rond Aalst, Ninove en Zottegem op zeer lange termijn omgevormd zal worden tot een 150 kV-net. Ook laat dit een snellere evolutie naar 150 kV toe, indien de nood zich alsnog zou stellen door bijvoorbeeld de komst van nieuwe significante netgebruikers.

Te Sint-Gillis-Dendermonde werd initieel voorzien een 150 kV-onderstation op te richten met bijkomende transformator 150/15 kV 50 MVA bij het bereiken van de einde levensduur van de 70 kV-luchtlijn Baasrode - Sint-Gillis-Dendermonde evenals de 70 kV-installaties te Sint-Gillis-Dendermonde. Gelet de vervanging van deze luchtlijn door een 150 kV-kabel zal de huidige netstructuur behouden blijven, en blijft de reservevoeding voorzien via een transformator 70/15 kV 50MVA. Dit laat toe de investering in het 150 kV-onderstation 10 jaar uit te stellen, en vergroot ook de voedingszekerheid van de netgebruikers die aangesloten zijn op Sint-Gillis-Dendermonde.

In het onderstation te Merchtem blijft de visie behouden om de transformator 150/70 kV van 90 MVA te vervangen door een transformator van 145 MVA en de transformator 150/15 kV van 40MVA te vervangen door een transformator van 50 MVA.

De industriezones rond Ternat en Aalst kennen een sterke groei aan verbruik onder andere ten gevolge van de bouw van nieuwe datacenters. Om de netveiligheid te kunnen blijven garanderen bij nog verdere stijging wordt de eerste stap in de lange termijnontwikkeling tussen Bruegel en Aalst vervroegd van 2040 naar 2030. Deze zal bestaan uit de plaatsing van een 150 kV-kabel tussen de onderstations Bruegel en Essene, die in Essene een transformator 150/15 kV 50MVA zal voeden. Op deze manier wordt er marge gecreëerd in het 70 kV-net.

5.9.6. LINKEROEVER ANTWERPSE HAVEN: AANSLUITING HERNIEUWBARE EN DECENTRALE PRODUCTIE

De evolutie van het 150 kV netwerk op Linkeroever is nauw verbonden met deze van Rechteroever. Hiervoor wordt dus verwezen naar §5.2.4 Versterking van de Antwerpse Haven.

Bovendien wordt in het 150 kV onderstation van Ketenisse waar reeds uitvoerig gebruik wordt gemaakt van flexibele uitbating, de installatie van een derde transformator 150/15 kV opgevolgd, in het bijzonder voor het onthaal van de talrijke decentrale producties in de zone.

5.9.7. REGIO AALTER

Het 36 kV-net in de regio Aalter wordt gevoed via twee transformatoren 150/36 kV van 65 MVA in het onderstation Aalter Bekaertlaan. Beide transformatoren bereiken het einde van hun levensduur, waardoor een vervanging voorzien wordt door transformatoren van 125 MVA. Het hernemen van de reservevoeding op een naburige zone vormt immers geen economisch te verantwoorden oplossing.

5.9.8. IMPACT VAN DE AANLEG VAN HET TWEEDE GETIJDENDOK IN DE HAVEN VAN ANTWERPEN

Hiervoor wordt verwezen naar het §4.5.1.2 Versterking interne backbone regio Antwerpen.

Volgens de meest recente informatie zou dit project geen impact hebben op de bestaande 150 kV verbindingen.

5.9.9. VERVANGING VAN LIJNEN 150 KV DOOR KABEL RUIEN EN CHIÈVRES

Zie §5.4.13 Vervanging van 150 kV-lijnen door kabels tussen Ruien en Chièvres.

5.9.10. VERVANGINGSPROJECTEN

Verder wordt in een reeks onderstations zuivere vervangingsprojecten voorzien: de vervanging van de langskoppelingen en het hoog- en laagspanningsmateriaal in Doel 380 kV en het vervangen van hoog- en laagspanningsmateriaal in de 150 kV onderstations Doel, Mercator (ook 380 kV), Heimolen, Ninove, Sint-Gillis-Dendermonde, Lokeren, Ham (enkel laagspanning), Flora, Nieuwe Vaart (enkel laagspanning), Ringvaart (enkel laagspanning), Kennedylaan, Drongen, Aalst (70 kV en 150 kV), Aalst Noord (enkel laagspanning), Eeklo Noord, Eeklo Pokmoer, Sint-Pauwels (enkel laagspanning), Walgoed (enkel laagspanning), Ruien, Wortegem, Deinze, Oudenaarde, Zwijndrecht en Zele Industrie.

FIGUUR 5.8: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE OOST-VLAANDEREN

5.10 Provincie Vlaams-Brabant

5.10.1. ONTWIKKELINGEN GELINKT AAN HET HERSTRUCTUREREN VAN HET NET IN BRUSSELS GEWEST

In het kader van de langetermijnstudies voor het net in Brussel waren er ook een aantal investeringen in de rand van het Brussels gewest geïdentificeerd en voorzien.

- De onderstations van Relegem en Dilbeek zullen op termijn volledig afgebroken worden;
- Om tegemoet te komen aan de evolutie van het lokale verbruik en om de verouderde toestellen te vervangen, zullen de injecties naar middenspanning in Eizeringen en Kobbegem volledig gevoed worden vanuit het 150 kV-net;
- In Sint-Genesius-Rode zal een tweede 150/36 kV-transformator geïnstalleerd worden die het verlaten van het nabijgelegen 36 kV-net mogelijk zal maken;
- De drie 150/36 kV-transformatoren van het onderstation Machelen zullen ook vervangen worden gezien deze hun einde levensduur bereiken.

5.10.2. HERSTRUCTURERING 70 KV-NET DIEST – KERSBEEK – TIENEN

De lange 70 kV verbindingen tussen Tienen, Kersbeek en Diest bereiken het einde van hun levensduur. Dit is ook het geval voor de 70 kV onderstations van Kersbeek en Diest. In deze zone waar een afbouw van het 70 kV netwerk reeds sterk heeft plaats gevonden en zich nog zal verderzetten, wordt een 150 kV oplossing uitgewerkt voor het voeden van het onderstation Kersbeek.

Hiertoe zal een 150 kV verbinding tussen Tienen, Kersbeek en Diest gelegd worden. In Kersbeek en Diest wordt ook een 150 kV onderstation voorzien.

Deze oplossing biedt bovendien het voordeel verder de bestaande transformator 380/150 kV gelegen in de omgeving van Hoei te benutten voor dit deel van Vlaams-Brabant en verder.

In functie van de evolutie van het productiepark en belasting kunnen de verbindingen in overbelasting geraken tussen de onderstations Verbrande Brug, Wilsele, Tienen en Avernas. Rekening houdende met bovenstaande project, is een verdere flexibele opsplitsing van het 150 kV netwerk ter hoogte van Tienen mogelijk teneinde de overbelastingen weg te werken. Hiertoe dienen verdere investeringen plaats te vinden in onderstation Wijgmaal, alsook een bestaande verbinding tussen Wijgmaal en Putte in dienst te worden genomen.

5.10.3. VERVANGING LIJN 150 KV TUSSEN DE ONDERSTATIONS GOUY EN DROGENBOS

Zie §5.11.2 Vervanging van de ondergrondse 150 kV-verbinding tussen de onderstations Gouy en Drogenbos.

5.10.4. VERVANGINGSPROJECTEN

De periode 2024-2034 omvat ook diverse vervangingsprojecten die losstaan van structuurwijzigingen:

- Vervanging van de laagspanning en van een vermogensschakelaar van het 150 kV-onderstation Grimbergen;
- Vervanging van twee 150 kV-verbindingen tussen de onderstations van Bruegel en Drogenbos;
- Vervanging van de laagspanning van de 150 kV- en 380 kV-onderstations, van een 380/150 kV-transformator en van een aantal 380 kV-hoogspanningsuitrustingen te Drogenbos;
- Vervanging van de laagspanning en van enkele hoogspanningsuitrustingen in het 380 kV-onderstation van Verbrande Brug;
- Vervanging van het 150 kV-onderstation Verbrande Brug;
- Vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het onderstation 150 kV te Wespelaar;

De vervanging van de geleiders en uitrustingen van de 150 kV-lijnen tussen Verbrande Brug en Bruegel en tussen Lint en Verbrande Brug worden momenteel bestudeerd.

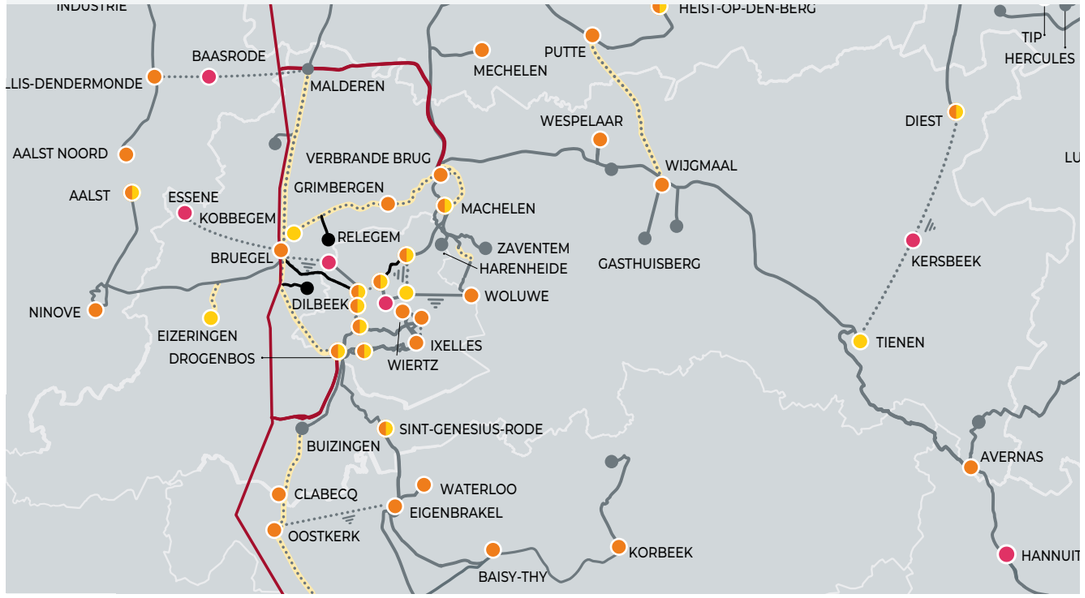
De vervanging van de resterende 150kV oliekabels is eveneens voorzien, namelijk:

- Een zesde (2 km) van de verbinding tussen Machelen en Woluwe;
- Het deel van de verbinding tussen Verbrande Brug en Machelen gelegen tussen Verbrande Brug en Vilvoorde Havendoklaan;
- De kabel tussen Wilsele en Gasthuisberg, vandaag op 70 kV uitgebaat.

In het 380 kV-onderstation Bruegel moeten de laagspanningsuitrustingen vervangen worden. Een groot aantal hoogspanningsuitrustingen moeten eveneens vervangen worden wegens ouderdom en ten gevolge van de upgrade van de 380 kV-lijnen die aangesloten zijn op het onderstation (zie §4.5.1.1 Versterking interne backbone Centrum-Oost). Bijgevolg zal het volledig 380 kV-onderstation vervangen worden.

Op de 150 kV verbinding tussen Bruegel en Verbrande Brug dient één pyloon verhoogd te worden. Op de 150 kV kabel tussen Verbrande-Brug en Zaventem dient een korte verplaatsing plaats te vinden.

FIGUUR 5.9: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE VLAAMS-BRABANT



5.11 Provincie Waals-Brabant

5.11.1. VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIE NAAR MIDDENSPANNING IN WATERLOO

De transformatiecapaciteit naar middenspanning in het 36 kV-onderstation Waterloo wordt reeds intensief gebruikt en zal bij een verdere toename niet langer in staat zijn de voeding van het verbruik in dit onderstation te dekken.

Tegen die achtergrond wordt de installatie van een tweede 150/11 kV-transformator in dit onderstation op zeer lange termijn overwogen. Deze nieuwe transformator zou worden gevoed door een ondergrondse 150 kV-verbinding die zou worden aangelegd vanaf het 150 kV-onderstation in Eigenbrakel. Wegens termijnen voor het verkrijgen van vergunningen en goedkeuringen voor dit soort infrastructuur werd een tussentijdse versterkingsfase, bestaande uit de installatie van een 36/11 kV-transformator in Waterloo, doorgevoerd.

Op basis van de huidige feitelijke vooruitzichten neemt het verbruik niet of slechts in zeer geringe mate toe en zal het dus pas op zeer lange termijn een aandachtspunt zijn. De behoefte aan verdere versterking wordt jaarlijks opnieuw beoordeeld. Voorlopig is dit project opgeschort vanwege de stagnatie van de belasting.

5.11.2. VERVANGING VAN DE ONDERGRONDSE 150 KV-VERBINDING TUSSEN DE ONDERSTATIONS GOUY EN DROGENBOS

De bovengrondse 150 kV-verbinding tussen de onderstations van Gouy en Drogenbos, via de onderstations van Oisquercq, Clabecq en Buizingen, wordt wegens ouderdom volledig vervangen.

Deze verbinding vervult een functie van transmissie van elektrische energie naar twee belangrijke afnamepunten (Oisquercq en Buizingen) en een belangrijke doorvoer tussen de twee 380/150 kV-transformatoren-injectoren die Waals-Brabant bevoorraden.

De vervanging van deze verbinding gebeurt parallel met de renovatie van de onderstations van Oisquercq, Buizingen en Clabecq, met inbegrip van de herstructurering en de renovatie van de transformatoren-injectoren tot middenspanning in het onderstation van Buizingen.

Gezien de moeizame procedure om de nodige vergunningen voor deze renovatie te verkrijgen met de weigering van bepaalde vervangingen op identieke wijze, zal het net op de volgende manier moeten worden gestructureerd:

- Het gedeelte tussen de onderstations Drogenbos en Buizingen wordt op identieke wijze herbouwd, waarbij beide circuits het nieuwe onderstation Buizingen binnenkomen;
- Tussen de onderstations van Oisquercq en Braine-l'Alleud zal een nieuwe ondergrondse 150 kV-verbinding worden aangelegd. Het 150 kV-onderstation in Eigenbrakel zal bij die gelegenheid volledig worden gerenoveerd. Bovendien zal er een shuntreactor worden geïnstalleerd ter compensatie van de reactieve energie die door de nieuwe ondergrondse kabelverbindingen wordt opgewekt;
- De bovengrondse verbinding tussen de onderstations van Buizingen, Oisquercq en Gouy zal uiteindelijk worden ontmanteld.

Deze ingrijpende herziening zal verscheidene jaren vergen om de beoogde netstructuur te bereiken.

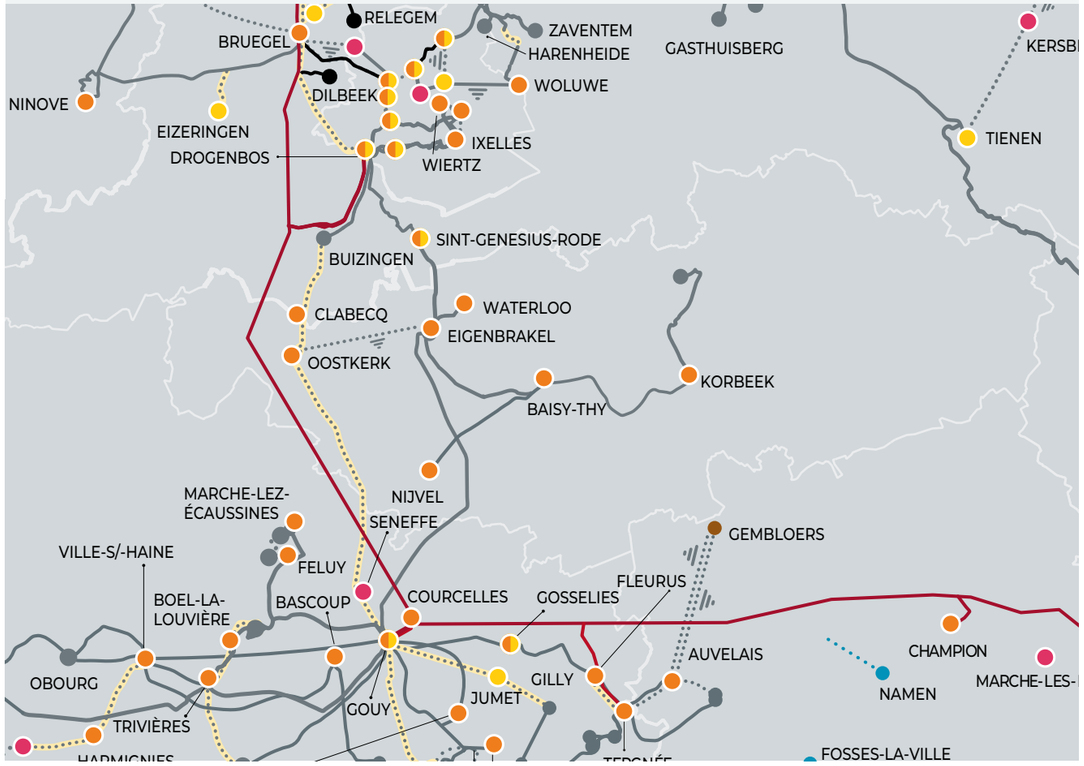
5.11.3. HERSTRUCTURERING VAN DE REGIO OISQUERCQ - GOUY - SENEFFE - FELUY

Zie §5.4.15 Henegouwen.

5.11.4. VERVANGINGSPROJECTEN

Aanvullend zijn onafhankelijke vervangingen en structurele veranderingen gepland. Zo zijn er werkzaamheden gepland in Corbais 150 kV en Nivelles 150 kV.

FIGUUR 5.10: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE WAALS-BRABANT



5.12 Provincie West-Vlaanderen

5.12.1. PROJECTEN GERELATEERD AAN DE INTERNE BACKBONE 380 KV – WEST-VLAANDEREN

Deze regio werd gekenmerkt door verschillende projecten die kaderen in de versterking van de backbone 380 kV.

In het kader van het ontkoppelen van de 150 kV-netten in de provincies Oost- en West-Vlaanderen dienen er in deze regio een aantal werken uitgevoerd te worden (zie §5.1.1 Ontkoppeling van de transmissienetten van 220 kV en 150 kV). Concreet dient een stroombeperkend netelement voorzien te worden op de kabelverbinding tussen Koksijde en Slijkens. De keuze voor een dwarsregeltransformator werd tijdens een finale studie bevestigd en zal op korte termijn gerealiseerd worden gezien de belasting van deze kabel toeneemt met onder andere de komst van bijkomende offshore windproductie en de grotere uitwisselingen op de 380 kV-as Mercator – Horta – Avelgem ten gevolge de overgang naar hoge performantie geleiders. Bij de keuze voor de dwarsregeltransformator werd ook rekening gehouden met verdere toekomstige ontwikkelingen in de regio zoals de komst van de “Ventilus” en het potentieel aan bijkomende onshore decentrale productie. De dwarsregeltransformator komt bovenop de reeds geïnstalleerde Real Time Thermal Rating (RTTR) uitrusting. Dit geheel laat toe om flexibel en optimaal de bestaande kabelverbinding tussen Koksijde en Slijkens te benutten, rekening houdende met de werkelijke toestand van het netwerk, de producties en de belastingen.

Zoals toegelicht in het vorige ontwikkelingsplan werden er beperkte herstellingswerken uitgevoerd op de 150 kV lijnen tussen Brugge en Slijkens. Dit liet toe de resterende levensduur van deze verbindingen voldoende te verlengen opdat een optimale vervangingsoplossing voorzien kan worden via het Ventilus-project. De uitvoeringsvorm van het Ventilus-project is echter nog niet gekend op dit ogenblik (zie ook §4.5.2.1 Ventilus). Hierdoor zijn er nog steeds meerdere oplossingen voor de vervanging van de 150 kV lijnen Brugge – Slijkens mogelijk.

Verder zullen wegens de eind levensduur van het merendeel van de 70 kV installaties in zowel Beveren en Pittem, beide onderstations opgewaardeerd worden naar volwaardige 150 kV onderstations. Bijkomend zal er tussen Beveren en Pittem een nieuwe 150 kV kabel worden aangelegd ter ondersteuning van beide onderstations.

Door de voortdurende toename van belasting aan het onderstation in Rumbeke, wordt er een verhoging van de transformatorcapaciteit voorzien. Naast de bestaande transformatoren worden er twee nieuwe 150/15 kV transformatoren van 50 MVA geïnstalleerd. Deze versterking gaat samen met 1-op-1 vervangingen van de bestaande infrastructuur.

5.12.2. VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIECAPACITEIT 150/36 KV TE KOKSIJDE EN ZEDELGEM

De transformatiecapaciteit 150/36 kV te Zedelgem die instaat voor de voeding van het 36 kV-net in de regio Zedelgem wordt zwaar gesolliciteerd. Dankzij ondersteuningen vanuit de nabijgelegen 36 kV-netten van de regio’s Slijkens en Brugge kunnen met het huidige belastingsbeeld congesties vermeden worden. Het versterken of creëren van deze ondersteuningen vormt geen aangewezen piste. Bovendien bereiken een aantal van deze ondersteuningen hun einde levensduur binnen 10 tot 15 jaren. Een structurele oplossing bestaat er daarom in om een bijkomende transformator 150/36 kV 125 MVA te plaatsen te Zedelgem. Hiertoe dient eveneens een onderstation 150 kV opgericht te worden te Zedelgem. Eveneens dient dan een bijkomende 150 kV-verbinding voorzien te worden vanuit een naburig onderstation 150 kV gezien Zedelgem op dit ogenblik slechts gevoed wordt door twee luchtlijnen vanuit het 150 kV-onderstation Brugge Waggelwater. Het vertrekpunt van deze 150 kV-verbinding of een eventuele synergie met het Ventilus project, in functie van het finale traject, vormt nog een punt van verdere studie. Deze investering wordt momenteel gekoppeld aan het bereiken van de einde levensduur van diverse kabels 36 kV, hetgeen zich op langere termijn manifesteert. De investering kan vervroegd worden indien er zich alsnog een grote evolutie in het verbruik voordoet op kortere termijn.

Te Koksijde wordt eveneens voorzien een bijkomende transformator 150/36 kV van 125 MVA te plaatsen om de voeding van het onderstation Lombardsijde volledig vanuit Koksijde te kunnen voorzien. Deze investering vermijdt dat een meer dan 20km lange 36 kV kabel tussen Slijkens en Lombardsijde vernieuwd dient te worden. Het versterken van de transformatiecapaciteit 150/36 kV 125 MVA te Koksijde creëert ook bijkomende aansluitingscapaciteit voor kleine clusters decentrale productie, zoals eventuele windproductie langsheen de E40.

5.12.3. REGIO KORTRIJK

Oorspronkelijk werd in de regio een 70 kV-net aangelegd voor het lokale transport. In een latere fase werd het net tussen de grotere onderstations verder in 150 kV uitgebouwd en kreeg het 70 kV-net vooral een reserverol toebedeeld.

Omdat een aantal 70 kV installaties hun einde levensduur bereiken, kan het huidig 70 kV-net geoptimaliseerd/vereenvoudigd worden door belasting volledig te overhevelen naar het 150 kV-net. Zowel in Desselgem als in Oostrozebeke is het 70 kV onderstation al geëvolueerd naar een vereenvoudigde structuur die uitsluitend dient als reservevoeding. De belasting zal volledig gevoed worden van uit het 150 kV-net. In Sint-Baafs-Vijve zal het 70 kV onderstation volledig worden verlaten en zal de 150/70 kV transformator, dewelke overgeheveld zal worden naar Ruien, dienen als ondersteuning voor het 70 kV-net.

Door het gereduceerd gebruik van de 70/10 kV installaties kunnen het aantal 150/70 kV transformaties, bij hun einde levensduur, verminderd worden. Dit is van toepassing in Izegem, waar de 150/70 kV transformator afgebroken en niet vervangen werd.

De 150 kV installaties die hun einde levensduur bereiken, dienen doorgaans 1 op 1 te worden vervangen. Dit is bijvoorbeeld van toepassing in de onderstations van Izegem, Sint-Baafs-Vijve en voor de lijn Izegem – Ruien.

Op de middellange termijn zullen er nog diverse 70 kV lijnen hun einde levensduur bereiken waardoor de 70 kV voeding van de onderstations Oostrozebeke en Desselgem verlaten zal worden ten voordele van het 150 kV-net. Een toekomstige studie zal uitwijzen wat de beste technisch-economische oplossing is.

5.12.4. WESTHOEK

Het net in de regio Westhoek wordt geconfronteerd met een aantal uitdagingen.

Een eerste uitdaging is de onvoldoende afnamecapaciteit naar de distributienetten van Neerwaasten en Ieper. In Neerwaasten kan de bestaande transformatiecapaciteit alsook de capaciteit van het bovenliggend 70 kV-net nog onvoldoende de bestaande behoeften invullen, terwijl in Ieper de grens van de mogelijkheden eveneens zo goed als bereikt is.

Vervolgens zijn er problemen met de spanningskwaliteit; het uitgestrekte distributienet van Poperinge tot aan de Franse grens werd bediend vanuit het koppelpunt Ieper, via distributielussen die tot 30 km lang zijn, met spanningsproblemen tot gevolg. Neerwaasten werd gevoed door twee lange 70 kV lijnen die bij de gestegen afname de spanning evenmin nog voldoende kunnen garanderen.

Als laatste uitdaging is er de einde levensduur van de installaties. Tal van 70 kV installaties zoals in Noordschote, Neerwaasten, Koksijde en Moeskroen hebben hun einde levensduur bereikt en dienen vervangen te worden om de bedrijfszekerheid van het net te kunnen blijven garanderen.

Hieraan wordt tegemoetgekomen door de bestaande 70 kV installaties in deze regio, van Koksijde tot Moeskroen, maximaal te reduceren en gedeeltelijk te vervangen door een 150 kV variant. Dit resulteert in een vereenvoudiging met als resultaat een eenduidige structuur 150 kV of 70 kV die een rationele oplossing biedt aan de uitdagingen van de toekomst.

De eerste fase van de herstructurering, waarbij de meest dringende noden werden gedekt, is reeds in het verleden gerealiseerd. In een tweede fase wordt momenteel het 70 kV onderstation te Neerwaasten volledig afgebroken ten voordele van een 150 kV onderstation waarbij een nieuwe 150 kV kabel wordt gelegd richting het onderstation Wevelgem. Deze evolutie laat toe om het parallelle 70 kV net tussen Noordschote en Moeskroen volledig te ontmantelen. Voor de voeding van het onderstation Noordschote worden bestaande 70 kV lijnen hergebruikt; de hoogspanningslijnen komende van Koksijde en Izegem – Westrozebeke. Het 70 kV onderstation in Noordschote zal volledig worden vernieuwd. In het onderstation van Koksijde zal het 70 kV-gedeelte volledig worden ontmanteld ten voordele van een 150 kV variant.

Verder zal een toekomstige studie moeten uitwijzen hoe de stijgende afnamevraag voor het distributienet in de regio Poperinge zal moeten beantwoord worden. Uit een eerste analyse blijkt een tweede 150/15 kV transformator en 150 kV kabel vanuit Ieper de beste technisch-economische oplossing, echter is de timing voor de realisatie van deze investering nog onduidelijk.

5.12.5. ZEEBRUGGE

De regio Zeebrugge wordt gevoed door drie transformatoren 150/36 kV die opgesteld staat in het onderstation Zeebrugge aan de Blondeellaan. Vanuit dit punt vertrekt een uitgebreid 36 kV-net richting koppelpunten met het distributienet evenals rechtstreeks netgebruikers, hoofdzakelijk in oostelijke richting. Een recente analyse in samenwerking met diverse stakeholders toont de nood aan om een nieuwe injectie 150/36 kV te ontwikkelen, met New Zeebrugge als werknaam, die beter gepositioneerd is ten opzichte van de bestaande en toekomstige grote verbruikscentra in de 36 kV-zone. De nieuwe site zal gevoed worden door twee 150 kV-kabelverbindingen vanuit het 150 kV onderstation Zeebrugge.

De redenen voor de oprichting van de site New Zeebrugge zijn drieledig. Allereerst bereiken diverse 36 kV-kabels in de zone hun einde levensduur in de komende 5 tot 20 jaar. De oprichting van de nieuwe site laat toe deze vervangingsnood grotendeels op te vangen. Ten tweede biedt de nieuwe site eveneens een antwoord op de verplaatsingsnood van een groot aantal 36 kV-kabels in het kader van de omvorming van de Visartsluis tot zeesluis. Als laatste zal de site New Zeebrugge ook een goed gelegen punt vormen voor de aansluiting van nieuwe netgebruikers, zowel op 36 kV als 150 kV, waardoor er vermeden wordt dat er steeds nieuwe lange kabelverbindingen geplaatst dienen te worden naar de huidige site aan de Blondeellaan. Samen met de beheerder van de Brugse Zeehaven wordt momenteel gezocht naar een geschikt terrein ten oosten van de Vandammesluis. Het bekomen van een terrein voor de oprichting van de nieuwe site vormt een noodzakelijke voorwaarde om deze ontwikkeling te kunnen realiseren.

De bestaande injectie 150/36 kV in het onderstation te Zeebrugge blijft behouden in de lange termijnvisie. Twee van de drie transformatoren 150/36 kV 65 MVA te Zeebrugge bereiken hun einde levensduur binnen afzienbare tijd. De visie bestaat er in een van beide te vervangen door een nieuwe transformatoren 150/36 kV van 125 MVA. Dit komt voort uit de omvang van de belasting en productie die gevoed blijft via het onderstation te Zeebrugge. Er is bovendien nog een aanzienlijk potentieel aan bijkomende belasting en productie op dit onderstation, en in het bijzonder bijkomende windproductie. Indien de visie met de nieuwe site New Zeebrugge niet gerealiseerd kan worden, zal eveneens de overige transformator 150/36 kV 65 MVA vervangen worden door een nieuwe van 125 MVA.

5.12.6. SLIJKENS

Oostende en omgeving wordt gevoed vanuit het 150 kV-net via twee transformatoren 150/36 kV 125 MVA die opgesteld staat in het onderstation Slijkens. Er zijn geen drijfveren om de huidige netstructuur te wijzigen. Om de transformatoren 150/36 kV te Slijkens nog lange tijd in dienst te houden zijn er belangrijke herstellingswerken noden. Eveneens vormen dit belangrijke geluidsbronnen en dient ook de 36 kV-aansluitingsverbinding vernieuwd te worden gezien het 36 kV-onderstation eveneens vernieuwd wordt. Om die reden wordt er voorzien de transformatoren 150/36 kV te Slijkens te vervangen door nieuwe van 125 MVA.

5.12.7. EVOLUTIE 150 KV-NET KUSTREGIO

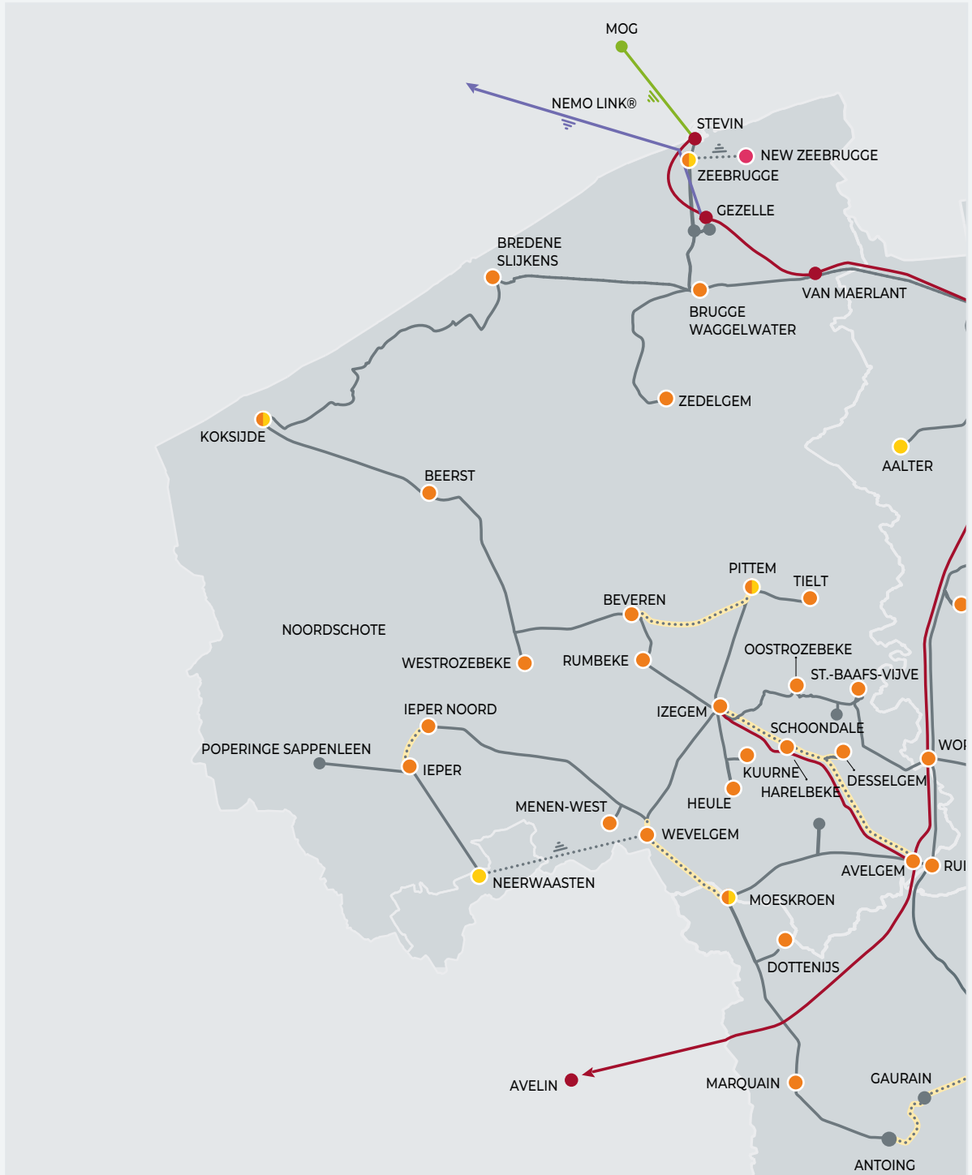
Het 150 kV-net in de kustregio wordt voornamelijk gekenmerkt door een tekort aan onthaalcapaciteit voor injectie die zowel afkomstig kan zijn van (hernieuwbare) productie-eenheden als batterijopslagsystemen. Alle aansluitingsaanvragen in deze regio met een injectiecomponent worden daarom beantwoord met een flexibele toegang. Bijkomende onthaalcapaciteit zal gecreëerd worden dankzij het Ventilus project. Deze versterking van de 380 kV backbone laat immers toe meer vermogen vanuit het 150 kV-net te evacueren richting de backbone. Dit is op dit ogenblik niet mogelijk via de 380 kV-Stevin verbinding, gezien de capaciteit van deze verbinding volledig benut is. De bijkomende onthaalcapaciteit zal in eerste fase beschikbaar zijn via de transformatoren 380/150 kV te Zeebrugge. Een verdere versterking via een bijkomende transformator 380/150 kV op een andere locatie kan bepaald worden vanaf het ogenblik dat het traject van de Ventilus corridor vastligt.

5.12.8. VERVANGINGSPROJECTEN

In de onderstations 150 kV van Slijkens, Brugge Waggelwater, Zeebrugge, Zedelgem, Tielt, Menen- West, Kuurne, Beerst, Harelbeke, Westrozebeke, Heule en Ieper-Noord zijn 1-op-1 vervangingsprojecten voorzien.

Op de verbindingen Ruien-Deinze en Moeskroen-Wevelgem is de vervanging van de geleiders voorzien en op de verbinding Ruien- Thieulain is een volledige renovatie gepland.

FIGUUR 5.11: OVERZICHTSKAART NETINVESTERINGEN PROVINCIE WEST-VLAANDEREN



6 Projecten

voor efficiëntere benutting of beheer van het net

6.1 Security: beveiliging van de onderstations en sites

6.2 Black-out mitigation

6.3 Green substations

6.4 De ontwikkelingsbehoeften voor het Datacom-netwerk

6.1 Security: beveiliging van de onderstations en sites

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Security	Beveiliging van posten en sites	1201	Ja	Gepland	2018-2025	In uitvoering

Het project betreft de investeringen voor de horizon 2024-2034 in Securitymaatregelen teneinde het beveiligingsniveau van specifieke (kritieke) infrastructuren alsook IT-netwerk van Elia te optimaliseren. Dit, onder andere, in het kader van de opvolging van de EPCIP directieve [EUC-23] die op 1 juli 2011 vertaald werd in “de Wet op de Kritieke Infrastructuren”. Teneinde te kunnen overgaan tot het nemen van uniforme Securitymaatregelen werd een beveiligingspolitiek uitgewerkt die voorziet in een onderverdeling - per categorie - van de diverse Elia infrastructuren. Hierbij geniet elk type categorie een aangepast beveiligingsniveau, afhankelijk van hun belang voor het Belgische hoogspanningsnet. Bijkomend werd voorzien in een screeningsproces voor personen die bepaalde kritieke zones dienen te betreden. Deze investeringen willen Elia de kans te geven om een antwoord te bieden op de (nieuwe) potentiële dreigingen die zich naar aanleiding van de gewijzigde geopolitieke en maatschappelijke context kunnen voordoen. Dit zowel preventief - hetzij de beperking dat incidenten zich voordoen, als reactief – de beperking van schade naar aanleiding van een incident tot het absolute minimum.

6.2 Black-out mitigation

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Black-out mitigation	Installatie van dieselgeneratoren op een 400-tal posten	1202	Ja	Gepland	2018-2028	In uitvoering

Dit project stond reeds in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan en is ter informatie opgenomen om een duidelijk beeld te geven van de ontwikkelingsstatus van het transmissienetwerk.

Op basis van de Europese verordening betreffende de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet heeft Elia het project Black-out Mitigation (BoM) opgestart[1]. Het project Black-out Mitigation betreft het versterken van de hulpdiensten in bepaalde hoogspanningsposten middels de upgrade van bestaande batterijen alsook het uitrusten van meer dan 400 als prioritair geïdentificeerde hoogspanningsposten met enerzijds dieselgeneratoren en anderzijds batterijen met een autonomie van meer dan 24 uur. De uitrol van de dieselgeneratoren is voorzien in de periode 2018-2028. De doelstellingen omvatten het verzekeren van de continuïteit van het Datacom-netwerk gedurende meer dan 24 uur. Opgemerkt zij dat op nationaal niveau de plannen worden goedgekeurd door de Minister van Energie.

1 Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet.

6.3 Green substations

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Green substations	Verbeteren van de energie-efficiëntie van +/- 1200 gebouwen in de onderstations	1203	Nee	Ter goedkeuring	2024-2034	In uitvoering

Het energieverbruik in de onderstations is volledig elektrisch en wordt in de meeste gevallen rechtstreeks gevoed vanuit het Elia net via een hulpdiensttransformator. We onderscheiden twee belangrijke categorieën van verbruikers, enerzijds het geheel aan technische installaties die instaan voor het functioneren van het onderstation en anderzijds de gebouwen met hun verwarming en verlichting. De marge om in te grijpen op het verbruik van de technisch installatie is minimaal of onbestaande, de focus van onze strategie ligt ook op de energie efficiëntie van de gebouwen op de meer dan 400 Elia onderstations.

Het verbeteren van de energie efficiëntie van zowel bestaande als toekomstige gebouwen zal onder andere verwezenlijkt worden dankzij volgende acties:

- Renovatie van daken: extra isolatie bij het vernieuwen van de dakbedekkingen die einde levensduur zijn.
- Vervanging van de oudste gebouwen: bij het vernieuwen en uitbreiden van onderstations wordt voorrang gegeven aan nieuwbouw ipv renovatie van oudere gebouwen.
- Gecentraliseerde sturing van de verwarming en ventilatie voor bestaande en toekomstige gebouwen, dit moet toelaten het aantal draaiuren (verwarming) tot een minimum te beperken.
- Warmtepompen voor verwarmen en koelen zullen voorzien worden in nieuwbouw, naast de efficiëntie winst anticiperen we hiermee ook oververhitting risico's. In bestaande gebouwen zal in functie van de levenscyclus en eventuele koeling noden geleidelijk aan de oudere, minder efficiënte vormen van verwarming, eveneens vervangen worden door warmtepompen.
- Eigen productie van hernieuwbare energie: onze nieuwe gebouwen en aantal bestaande onderstations zullen uitgerust worden met zonnepanelen om minstens het permante verbruik van onze technische installaties te compenseren met eigen productie.

Daarbovenop is een belangrijke hefboom het sensibiliseren van onze werknemers. Het efficiënt omgaan met energie hangt ook af van de dagdagelijkse acties van onze ploegen en mensen op het terrein.

6.4 De ontwikkelings-behoeften voor het Datacom-netwerk

6.4.1. INLEIDING

WAT IS HET?

Datacommunicatie speelt een steeds belangrijker wordende rol in de goede werking van ondernemingen. Informatie- en communicatietechnologieën worden op alle niveaus gebruikt - zowel voor administratieve als voor commerciële en specifieke behoeften in verband met de kernactiviteiten. Om aan deze specifieke behoeften te voldoen, moet Elia, als beheerder van het transmissienet voor elektriciteit in België, een communicatiesysteem exploiteren dat onfeilbaar is.

Datacommunicatie is een essentieel concept bij de totstandbrenging van informatienetwerken. Vroeger moesten gegevens fysiek van het ene toestel naar het andere worden overgebracht. Dankzij digitale netwerken is deze taak niet alleen gemakkelijker, maar ook veel sneller. Met de vele technologische innovaties op dit gebied kunnen mensen virtueel en in real-time over de hele wereld communiceren en informatie uitwisselen. Bovendien kunnen, zoals ten gevolge van de COVID-19-pandemie is gebleken, onderwijs en werkzaamheden vanop afstand worden uitgevoerd - ongeacht de locatie van personen.

De cruciale noodzaak om een continue connectiviteit van het Datacom-net voor Elia te garanderen, moet niet meer aangetoond worden. De betrouwbaarheid en de prestaties ervan moeten aan zeer hoge eisen voldoen om elke onderbreking van eender welke verbinding te voorkomen. Het Datacom WAN - *Wide Area Network* - van Elia strekt zich uit over het hele Belgische grondgebied en verbindt hoogspanningsstations, administratieve sites, Control Centers en Data Centers met elkaar. Een Data Center is de plaats waar zich de basisapparatuur van een informatiesysteem bevindt, zoals servers en mainframes.

Het Data Center fungeert ook als interface met het Control Center (of "Dispatching") van het elektriciteitsnet. Met behulp van bepaalde softwaretools, ook EMS (Energy Management System) genoemd, worden meetgegevens in het veld verzameld en ter beschikking van de gebruikers gesteld in grafische vorm of in de vorm van bewakingssignalen, in het Control Center, om een nauwgezet beheer van de energiestromen te garanderen. Omgekeerd kunnen bedieningssignalen van het EMS naar de apparatuur op het terrein worden gezonden.

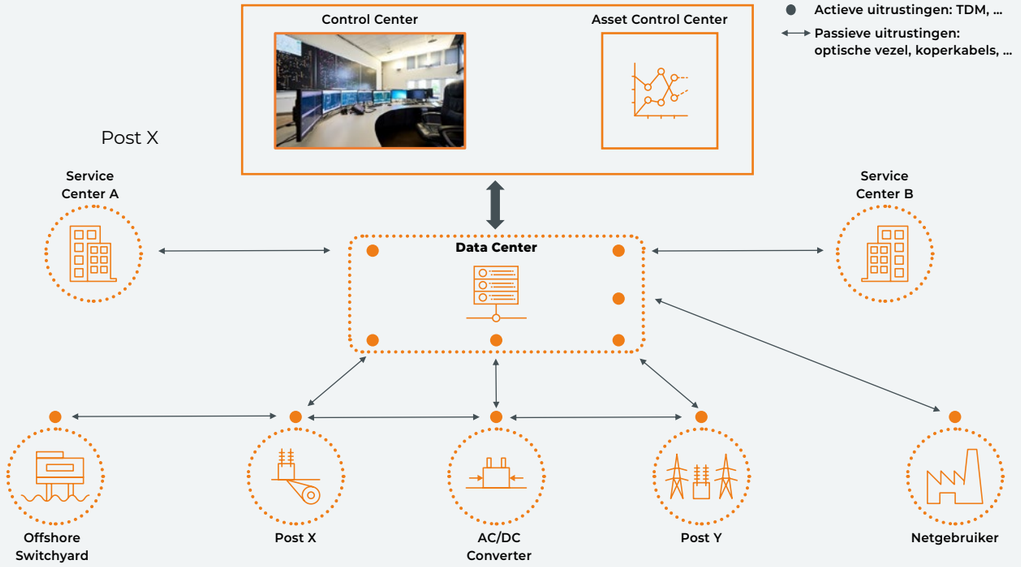
Het WAN is een telecommunicatienetwerk, bestaande uit actieve (met stroombron voorziene) transmissieapparatuur, geïnterconnecteerd door passieve (niet van een stroombron voorzien) koper- en optische vezelkabels. De actieve apparatuur bestaat uit transmissietechnologieën van verschillende generaties, zoals *Time Division Multiplexing* (TDM), een oude technologie, en *Packet Switch Network* (IP), wat een moderne technologie is.

Time Division Multiplexing is een communicatieconcept dat de continue transmissie van digitale signalen over een gemeenschappelijk kanaal mogelijk maakt. Het komt erop neer dat de signalen worden uitgezonden via een gemeenschappelijk kanaal en van elkaar worden onderscheiden door hun verdeling in de tijd - d.w.z. door het innemen van verschillende tijdslots.

Het *Packet Switch Network* is een transmissiemethode die gegevens, voor hun verzending, groepeert in blokken die packets (pakketten) worden genoemd. Deze technologieën vormen de basis van de meeste moderne WAN-protocollen, waaronder TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol)[2].

2 TCP/IP is een communicatiestandaard die de essentiële regels bepaalt en vastlegt voor het verzenden en ontvangen van gegevens over een netwerk. Met andere woorden, de combinatie van deze twee protocollen TCP & IP zorgt voor betrouwbaarheid bij de gegevensoverdracht.

FIGUUR 6.1: HET WIDE AREA NETWORK (WAN) VAN ELIA



Gezien zijn historische evolutie en ontwikkeling speelt het Datacom-netwerk van Elia een fundamentele rol in het huidige en toekomstige beheer van het net. Dit communicatienet neemt een centrale plaats in en is een belangrijke troef voor de goede werking van de kernactiviteiten van Elia. Wat diensten en toepassingen betreft, maakt het Datacom-netwerk momenteel het volgende mogelijk:

- **Het toezicht en beheer**: om het netwerk in real-time te controleren en te beheren
  - Spanning / stroom / signalering van de RTU - Remote Terminal Unit - van het onderstation naar de EMS-software
  - Bediening van op afstand[3] van toestellen in het onderstation met behulp van EMS-software
  - Telefonische oproep vanuit het onderstation naar de dispatching
- **De bevoorradingszekerheid:** om het elektriciteitsnet te beveiligen
  - Het WAN wordt gebruikt om beveiligingsinformatie van en naar beveiligingsapparatuur tussen verschillende onderstations door te geven, zodat storingen op hoogspanningslijnen kunnen worden opgespoord en gelokaliseerd.
- **De facturering:** voor de opname van alle elektriciteitsmeters in het Elia-net
  - Opname van de meters in de onderstations via het Data Center
- **De veiligheid:** om de fysieke veiligheid te waarborgen
  - Camerabewaking in de onderstations
- **De efficiëntie:** om in de onderstations te kunnen werken zoals in elke andere administratieve site.
  - Intranet en internet
  - Onderhoud van de elektrische uitrustingen

Naarmate de technologie exponentieel evolueert, zal het Datacom-netwerk onvermijdelijk moeten evolueren en zich aanpassen om aan de hoogste eisen van deze nieuwe diensten en toepassingen te voldoen. Het wijdverbreide gebruik van videobewaking met zeer hoge definitiecamera's (ultra HD of 4K), de digitalisering van onderstations, de invoering van CCMD (Consumer Centric Market Design) en de evolutie van de transmissie- en elektriciteitsdistributienetten met behulp van Smart Grid-technologieën zijn hiervan sprekende voorbeelden.

3 Hiermee kan namelijk apparatuur in onderstations vanop afstand worden bediend: het schakelen van vermogensschakelaars of scheiders, het veranderen van de taps van transformatoren, enzovoort.

6.4.2. DE COMPONENTEN VAN HET DATACOM-NETWERK

Het Datacom-netwerk bestaat over het algemeen uit actieve en passieve apparatuur. Passieve apparatuur heeft betrekking op de infrastructuur waarlangs informatiesignalen worden doorgegeven en heeft dus geen stroombron. Actieve apparatuur verzendt en ontvangt informatie en heeft een actieve stroombron.

Passieve apparatuur, bestaande uit koper- en glasvezelkabels, is een centraal onderdeel van de datacommunicatie. De infrastructuur is lange tijd gebaseerd geweest op koperkabels die een beperkte transmissiecapaciteit hebben. Momenteel wordt overgeschakeld op optische vezel. De volgende vergelijkende tabel toont de verschillen tussen de twee laatstgenoemde types:

PASSIEVE UITRUSTING

FIGUUR 6.2: VERSCHILLEN TUSSEN KOPER- EN GLASVEZELKABEL[4]

Koper	Optische Vezel
Verouderde technologie	State-of-the-art technologie
Korte transmissieafstand: max. 10-15 km	lange transmissieafstand: 100 km
Beperkte bandbreedte over langere afstanden	Onbeperkte bandbreedte over langere afstanden
Verouderende infrastructuur & kwaliteitsverlies door reparaties	Er zijn problemen met de kwaliteits vermindering van bovengrondse OPGW lijnen (*optical groundwire*) geconstateerd
Installatie in greppels met of zonder stroomkabels en in aardleidingen van bovengrondse leidingen	Geïnstalleerd in sleuven met of zpnder stroomkabels en in bovengrondse aardleidingen

ACTIEVE UITRUSTING

De actieve uitrusting omvat transmissietechnologieën van verschillende generaties. Tot nu toe was *Time Division Multiplexing* (TDM) de dominante technologie. Nieuwe projecten hebben de aanzet gegeven tot een overgang naar de nieuwe geavanceerde *Packet Switch Network* (IP)-technologie.

TDM is een afstammeling van telefooncommunicatie. Het is een oude deterministische technologie met vaste en constante latenties die geleidelijk wordt vervangen door nieuwe technologieën. Bij TDM zijn de informatiestromen strikt gescheiden en geïsoleerd in een gesloten systeem. Paden die via het beheersysteem vooraf geconfigureerd zijn voorkomen ongewenste toegang. Er zijn geen specifieke veiligheidsmaatregelen getroffen - de informatiestromen zijn van elkaar gescheiden, waardoor de technologie onaantrekkelijk is voor hackers. Van 1990 tot 2008 was TDM de enige WAN-transmissietechnologie die werd gebruikt om de informatiestromen van Elia te ondersteunen.

Het gebruik neemt af, maar kan niet onmiddellijk worden stopgezet - vanwege haar deterministische gedrag zal de technologie zal nog lange tijd in gebruik blijven voor de communicatie van elektrische beveiligingsapparatuur.

Het IP (*Internet Protocol*) wordt gebruikt door de belangrijkste telecommunicatieaanbieders. Het is een minder deterministische moderne technologie met variabele latenties afhankelijk van de netwerkbelasting. Routers wisselen informatie uit over de netwerkconfiguratie via het routeringsprotocol - elke router heeft een overzicht van de netwerktopologie. Het is een veelgebruikte technologie, die zeer aantrekkelijk is voor hackers. Daarom zijn geavanceerde cyberbeveiligingsmaatregelen noodzakelijk (zie verder). De uitrol van een IP/MPLS[5] -netwerk is in 2013 begonnen.

4 Een optische aardkabel (OPGW, d.w.z. Optical Ground Wire) is de bovenste geleider van een bovengrondse lijn. Deze kabel vervoert geen elektriciteit, maar zorgt voor de bescherming van gewone geleiders tegen blikseminslag. In deze kabels kunnen optische vezels voor datacommunicatie worden geïntegreerd. Bescherming tegen blikseminslag is echter niet de enige taak van OPGW's. In geval van storingen, zoals lijnbreuk of isolatiefouten, zorgt de OPGW bovendien voor een lage foutweerstand en een goede foutstroom. Dit maakt onder meer een correcte en betrouwbare werking van de beveiligingsapparatuur mogelijk.

5 *Multiprotocol Label Switching* (MPLS) is een datatransmissietechnologie die een grotere snelheid en controle van de verkeersstroom over het netwerk mogelijk maakt. Met andere woorden, met een MPLS-systeem leggen de gegevens een pad af via een label dat aan elk gegevenspakket wordt toegekend.

6.4.3. HET DATACOM-NETWERK STAAT VOOR EEN FUNDAMENTELE TRANSFORMATIE

Er zijn een aantal snelle evoluties aan de gang die een belangrijke invloed hebben op de noden voor de ontwikkeling van het Datacom-netwerk van Elia. Het doel is om vandaag en in de toekomst een state-of-the-art-communicatienetwerk te garanderen dat informatiestromen en toepassingen ondersteunt en zo een optimaal beheer van het transmissienet mogelijk maakt.

Ten eerste evolueert de markt zelf in de richting van nieuwe technologieën. Oudere technologieën worden door de fabrikanten geleidelijk uit de markt genomen, wat betekent dat het niet langer mogelijk is nieuwe apparatuur aan te schaffen, maar ook dat er geen ondersteuning meer is bij het verhelpen van storingen. Dit betreft voornamelijk analoge telefonie, TDM (Time Division Multiplexing) en zelfs koperkabels, waarvan de voordelen ook afnemen gezien de kosten van de installatie van glasvezelkabels gelijkaardig zijn.

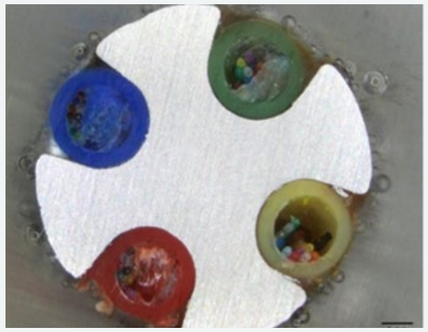
Ten tweede wordt verwacht dat de hoeveelheid gegevens die via het toekomstige communicatienetwerk moet worden overgebracht, de noodzakelijke bandbreedte aanzienlijk zal doen toenemen. Er zijn verschillende redenen voor deze verwachte stijging:

- De digitalisering van de onderstations;
- De evolutie van de beveiligingsfilosofie en -technologie die leidt tot een toename van de communicatiebehoeften. De moderne digitale beveiligingsuitrustingen maken bijvoorbeeld toegang, bewaking van relais of indienstnametesten vanop afstand mogelijk;
- De nieuwe communicatieapparatuur voor elektrische beveiliging vereist ook een grotere bandbreedte (van 64 kb/s naar 1 Mb/s);
- Integratie van HVDC-technologie in het hoogspanningssysteem;
- De invoering van nieuwe marktconcepten zoals het *Consumer Centric Market Design* (consumentgericht marktontwerp), dat een toename van de hoeveelheid gerapporteerde gegevens vereist;
- Het in real-time verzamelen van big data met betrekking tot transmissienetwerkparameters om het operationeel beheer te verbeteren (2.3 Technologie in de Energietransitie);
- De vervanging van analoge telefonie door digitale telefonie;
- De videobewaking van onderstations tegen kwaadwillige aanvallen of diefstal;
- De terbeschikkingstelling van een intranet en internet aan de werknemers van Elia om telewerk te vergemakkelijken en de efficiëntie te verhogen;

De minimale bandbreedtecapaciteit ligt in het bereik van 5 Mb/s tot 10 Mb/s, hetgeen niet haalbaar is met conventionele koperen communicatiekabels. Dergelijke bandbreedtes kunnen alleen worden bereikt door de toepassing van glasvezeltechnologie. In het algemeen kunnen koperkabels van goede kwaliteit 2 Mb/s halen over een afstand van 10 km. Voorheen was een dekking van alle onderstations met glasvezel niet vereist. In de toekomst zal dit echter wel het geval zijn. In deze context heeft Elia het project *Fiber Everywhere* gelanceerd. Het is de bedoeling van Elia om ten laatste tegen 2030 alle sites uit te rusten met glasvezel zodat de informatiestromen in ideale omstandigheden kunnen verlopen.

Bovendien heeft ook het Datacom-netwerk te kampen met verouderende activa. Koper moet vaak hersteld worden. Door de slechte staat van de kabels en de verminderde isolatie gaat er energie verloren, wordt het netwerk verstoord en is de communicatie niet langer betrouwbaar. Figuur 6.4 toont een voorbeeld van recent vastgestelde corrosie in optische aardingskabels (OPGW). Er kan worden vastgesteld dat de optische vezels worden samengedrukt door corrosieproducten van de geleider, hetgeen de signaaloverdracht belemmert. De omvang van het probleem wordt nog bestudeerd, maar er is voorzien in vervangingsbehoeften binnen de tijdshorizon van het Federaal Ontwikkelingsplan.

FIGUUR 6.4: SLIJTAGE VAN OPGW



Doorsnede van een OPGW geleider, zonder corrosie

Doorsnede van een OPGW geleider. Corrosie van de aluminum geleider vormt residu's die de glasvezels samendrukken.

Aangezien de elektriciteitsinfrastructuur algemeen wordt erkend als een kritieke infrastructuur, moet Elia er ten slotte voor zorgen dat bij een noodsituatie, zoals een stroomonderbreking, steeds de nodige communicatiemiddelen kunnen worden behouden om een snelle heropbouw van het elektriciteitsnet mogelijk te maken. De enige optie voor betrouwbare en robuuste communicatie in dergelijke omstandigheden is een satellietnetwerk. In 2022 heeft Elia een satellietprogramma opgestart dat tegen 2030 moet zijn uitgevoerd en uitgerold.

6.4.4. PROJECT OVERZICHT

Bovengenoemde behoeften geven aanleiding tot de volgende investeringsprojecten:

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Vervanging OPGW	Vervanging van verouderde Optical Ground Wires	1204	Nee	Ter goedkeuring	TBD	In studie

FIBER EVERYWHERE - UITROL VAN NIEUWE OPTISCHE VEZEL

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Fiber Everywhere	Plaatsing van nieuwe optische vezelkabel	1205	Ja	Gepland	2024-2034	In uitvoering

Zoals hierboven beschreven, is de uitrol van nieuwe optische vezel een belangrijke taak voor Elia. Naast de vervanging van bestaande koperkabels wordt bij nieuwe projecten ook systematisch optische vezel geïnstalleerd. De nieuwe lijnen worden niet langer ontwikkeld op basis van standaardkabels, maar met OPGW. Met het *Fiber Everywhere*-investeringsprogramma worden belangrijke doelstellingen nagestreefd. Ten eerste, het verzekeren van de continuïteit en de betrouwbaarheid van het Datacom-netwerk. Ten tweede de Datacom-netwerkinfrastructuur uitbreiden met nieuwe technologieën die de snelheid en de controle van de fluxen op het netwerk verbeteren. De evolutie van het Datacom-netwerk gebeurt stelselmatig in functie van de identificatie van concrete noden. In het kader van het versterken van het Datacom-netwerk, voorziet Elia om jaarlijks 75 km aan nieuwe optische vezel te installeren.

Naast de Elia-onderstations zijn ook de aan Elia aangesloten netgebruikers betrokken bij de overgang naar glasvezel. Vanaf 2022, en bij wijze van indicatie over een periode van 15 jaar, zullen ongeveer 235 klantensites via glasvezel worden aangesloten. Deze projecten moeten echter worden afgestemd op de plannen van de klanten voor de vernieuwing van de infrastructuur. Daarom is het moeilijk om de behoeften te structureren voor wat de vervanging van infrastructuur betreft. Voor de periode in kwestie voorziet Elia een enveloppe met een bepaald aantal kilometers per jaar.

AANKOOP VAN HET ENGIE-NETWERK

Om de stabiliteit van de interne backbone te garanderen, werd Elia in 2021 mede-eigenaar van het ENGIE-net. Het doel van deze investering is de goede werking van het netwerk te blijven garanderen. Historisch gezien is het ENGIE-netwerk immers in grote mate de interne backbone in België wat het Datacom-netwerk betreft. In Figuur 6.3, geven de blauwe lijnen het ENGIE-netwerk weer.

UPGRADE TIME DIVISION MULTIPLEXING (TDM)

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Upgrade TDM	Modernisering communicatietechnologie TDM	1206	Nee	Planned	2019-2025	In uitvoering

Zoals hierboven vermeld, is TDM een technologie die steeds minder wordt gebruikt. Om de goede werking van elektrische beveiligingsuitrustingen die gebruik maken van dit type communicatietechnologie te garanderen, heeft Elia een vervangingsprogramma opgestart. Dit programma beoogt de modernisering van de communicatietechnologie van 2019 tot 2025.

PRIVATE SATELLITE COMMUNICATIONS SYSTEM AND SERVICES (PSCSS)

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID FOP	VERMELD IN FOP 2020?	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECTSTATUS
Private Satellite Communications System and Services	Uitbouw privaat satellietnetwerk	1207	Ja	Planned	Nvt	In uitvoering

Om de veerkracht van zijn Datacom-infrastructuur te verbeteren, heeft Elia een aanbesteding uitgeschreven voor de aankoop van een Private Satellite Communications System and Services (PSCSS). Dit project loopt over 15 jaar en beoogt één centrale HUB-site en meer dan 500 vaste en transporteerbare sites uit te rusten met VSAT[6]-terminals. Met andere woorden, VSAT zou uit drie delen bestaan - de hub die het centrale element van het netwerk is, de satellieten en de grondstations die zijn uitgerust met een ontvanger en zender. Het PSCSS beoogt de consolidatie van alle eerdere werkzaamheden die Elia sinds 2012 in het kader van het BoM-programma heeft uitgevoerd (zie §6.2 Black-out mitigation). Het doel van de PSCSS is onder meer een optimale beschikbaarheid en kwaliteit van de dienstverlening te waarborgen voor de communicatie- en telefoniesystemen van Elia.

6.4.5. CYBERVEILIGHEID

Om ervoor te zorgen dat de vertrouwelijkheid, de integriteit en de beschikbaarheid van kritieke gegevens behouden blijven, is het belangrijk de nadruk te leggen op de ontwikkeling van de robuustheid, de beveiliging en de bescherming van de IT- en netwerksystemen. Zowel op nationaal (Synergrid) als op Europees (ENTSO-E) niveau worden beste praktijken en informatie uitgewisseld. Elia evalueert voortdurend het bedreigingslandschap en de ontwikkelingen om de juiste risicobeheersingsmaatregelen te implementeren.

De aanpak van cyberbeveiliging berust op drie pijlers.

- **IT-beveiligingsbeleid en -concepten**
  Dit omvat de uitvoering van ICT-beveiligingsconcepten die door externe deskundigen zijn gevalideerd.
- **De menselijke factor**
  Werknemers bewust maken van de cyberbeveiligingsrisico's in hun omgeving.
- **De reactie op het incident**
  De voorbereidingen van de organisatie - middelen en procedures - in verschillende scenario's en het vermogen om snel te reageren.

Er worden ook nog andere initiatieven genomen. Voorbeelden van maatregelen op dit gebied zijn:

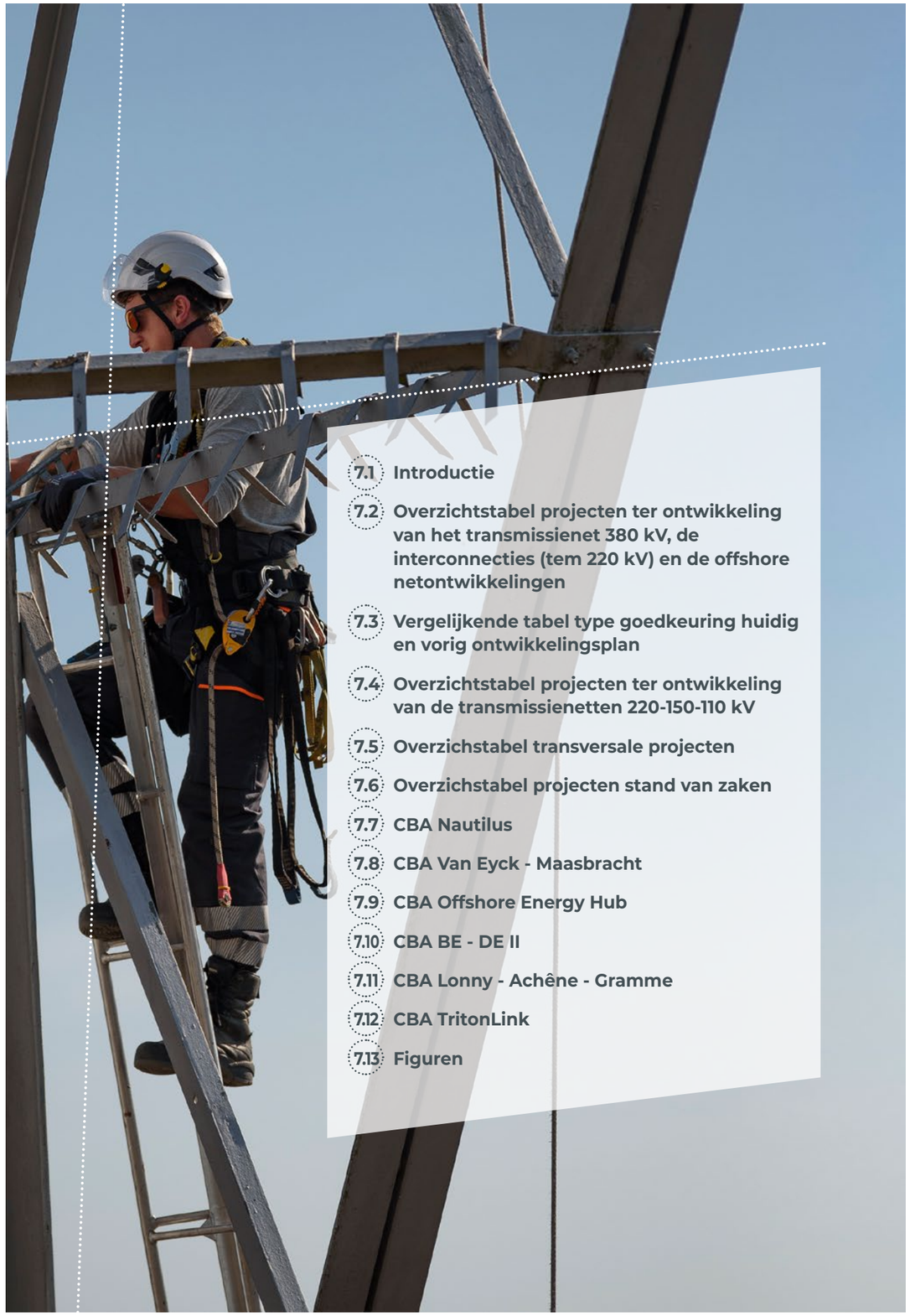
Maandelijkse externe scan van de externe Elia-perimeter (Elia's publieke IP-adressen) om mogelijke kwetsbaarheden van de internetapplicaties op het gebied van potentiële cyberrisico's te evalueren. Tijdens het referentiejaar werden geen cyberaanvallen tegen Elia vastgesteld.

Start van het programma voor het Information *Security Management System* (ISMS, het veiligheidsbeheersysteem) in het kader van goed bestuur en om te voldoen aan de regelgevingseisen (NIS-richtlijn, ENTSO-E): ontwerp, invoering en implementatie van een Information Security Management System (ISMS) overeenkomstig ISO 27001. Het ISMS is een kader van beleidsmaatregelen en controles om de veiligheid en de veiligheidsrisico's in de hele organisatie op een systematische manier te beheren. Elia streeft ernaar om tegen 2023 het ISO 27001-certificaat te behalen. Het ISMS-programma is afgestemd op de eisen en maatregelen voor de bescherming van kritieke infrastructuur (EPCIP) en de screening van werknemers.

Aanstelling van een Data Protection Officer (DPO) om ervoor te zorgen dat Elia de persoonsgegevens van de betrokkenen (zijn personeel, klanten, leveranciers of anderen) verwerkt in overeenstemming met de General Data Protection Regulation (GDPR) van de Europese Unie.

6 Very Small Aperture Terminal (VSAT) verwijst naar een tweerichtingsgrondstation dat gegevens zendt naar- en ontvangt van satellieten.

7 Bijlage



7.1 Introductie

7.2 Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van het transmissienet 380 kV, de interconnecties (tem 220 kV) en de offshore netontwikkelingen

7.3 Vergelijkende tabel type goedkeuring huidig en vorig ontwikkelingsplan

7.4 Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de transmissienetten 220-150-110 kV

7.5 Overzichstabel transversale projecten

7.6 Overzichstabel projecten stand van zaken

7.7 CBA Nautilus

7.8 CBA Van Eyck - Maasbracht

7.9 CBA Offshore Energy Hub

7.10 CBA BE - DE II

7.11 CBA Lonny - Achêne - Gramme

7.12 CBA TritonLink

7.13 Figuren

7.1 Introductie

De hierna volgende tabellen geven een exhaustief overzicht van alle projecten binnen het kader van dit Federaal Ontwikkelingsplan.

De eerste tabel geeft een overzicht van alle projecten gelinkt aan de ontwikkeling van het 380 kV transmissienet (Hoofdstuk 4), de interconnecties (t.e.m. 220 kV) en de offshore netontwikkelingen. De projecten zijn geordend volgens volgorde van voorkomen in hoofdstuk 4. Per project zijn het ID-nummer van dit ontwikkelingsplan, het ID-nummer van TYNDP 2022, de locatie, een beknopte beschrijving van de werken, het type van goedkeuring, de status van het project, de voorziene indienstname en de drijfveren gegeven. De status van een project dient chronologisch geïnterpreteerd te worden zoals weergegeven in onderstaande figuur.

De tweede tabel geeft voor de projecten uit de eerste tabel de vergelijking tussen het type goedkeuring in dit ontwikkelingsplan en het type goedkeuring dat bekomen werd na de vorige versie van het federaal ontwikkelingsplan.

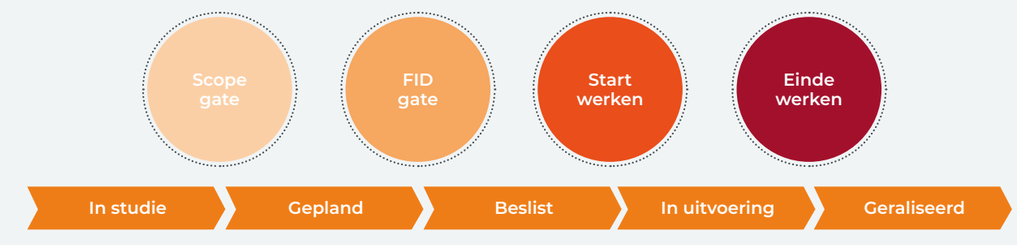
De derde tabel geeft een overzicht van alle projecten gelinkt aan de ontwikkeling van de netten op 220, 150 en 110 kV. De projecten zijn gegroepeerd per provincie en vervolgens per volgorde van de paragrafen in hoofdstuk 5. De nummering begint steeds vanaf een volgend hondertal. Wanneer het een verbinding betreft is de provinciebepaling gebeurd volgens het eerste vernoemde onderstation in de locatiebeschrijving. Per project zijn de provincie, het ID-nummer van dit ontwikkelingsplan, de locatie, een beknopte beschrijving, het type van goedkeuring, de status, de voorziene indienstname en de drijfveren gegeven. De planningen van de projecten voor de spanningsniveaus 220-150-110 kV (zie hoofdstuk 5) met een indienstname datum voorzien in de periode 2030-2034, zijn in hoofdzaak indicatief en worden niet ter goedkeuring voorgelegd (type goedkeuring 'I'). Deze zullen worden herzien in de volgende ontwikkelingsplannen naargelang er meer zekerheid is over de onderliggende hypothesen. Projecten waarvoor een investeringsbeslissing genomen dient te worden in de periode 2020 – 2025 (weliswaar met indienstname in de periode 2024 – 2029), worden wel ter goedkeuring voorgelegd (type goedkeuring 'FA').

De vierde tabel geeft een overzicht van alle transversale projecten, zoals beschreven in hoofdstuk 6.

De vijfde overzichtstabel geeft een stand van zaken van de projecten die reeds opgenomen waren in het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030. Deze projecten zijn gerangschikt op ID-nummer uit vorig ontwikkelingsplan. De tabel geeft vervolgens per project de locatie, een beknopte beschrijving, de indienstname datum uit het vorige plan en het huidige plan, de status van het project en een verklaring voor een eventuele wijziging van de voorziene indienstname. De status is de beste inschatting op oktober 2022 (start publieke consultatie)

Een laatste bijlage tot slot herneemt voor de interconnectieprojecten die ter goedkeuring worden voorgelegd een kwantitatief overzicht van de kosten en baten zoals uitgewerkt en gepubliceerd in het kader van het TYNDP 2022. De cijfers met betrekking tot de sociaal-economische welvaart werden aangevuld op basis van de uitgevoerde simulaties in het kader van voorliggend ontwikkelingsplan.

FIGUUR 7.1: OPEENVOLGING VAN DE VERSCHILLENDE STATUSSEN VAN EEN PROJECT*



* De gehanteerde definities om de status per project te bepalen in voorliggend ontwikkelingsplan verschilt van de definities gehanteerd door TYNDP.

7.2 Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van het transmissienet 380 kV, de interconnecties (tem 220 kV) en de offshore netontwikkelingen

								DRIJFVEREN				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMESTELLING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID	DUURZAAMHEID	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
Prinses Elisabeth Eiland - Uitbreiding van het MOG	1	120	Offshore - Onshore	Bouw van een energie-eiland voor het aansluiten van offshore wind en bijkomende interconnecties + AC gedeelte	P	Gepland	2028-2030		✓			
Prinses Elisabeth Eiland - Uitbreiding van het MOG	2	120	Offshore - Onshore	Bouw van het DC gedeelte van het energie-eiland	P	Gepland	2030	✓	✓			
Nautilus	3	121	België - Verenigd Koninkrijk	Tweede interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk	FA	Gepland	2030	✓	✓			
TritonLink	4	1092	Offshore - Binnenland (onder studie)	TritonLink: Nieuwe Hybride HVDC interconnectie België - Denemarken	C	In studie	2031-2032	✓	✓			
Offshore Energie Hub	5		Offshore	Realisatie van een HVDC onderstation op het energie-eiland ter creatie van een energiehub	C	In studie	2035-2040	✓	✓			
Verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee	6		Offshore	Studie naar verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee	I	In studie	TBD		✓			
Versterking Lonny (FR) – Achêne – Gramme	7		Lonny (FR)-Achene-Gramme	Fase 1: installatie dwarsregelstransformator 380 kV en plaatsing 2e transformator 380/70 kV in Achêne 380kV	P	In uitvoering	2026	✓	✓		✓	
Versterking Lonny (FR) – Achêne – Gramme	8	280	Lonny (FR)-Achene-Gramme	Fase 2: versterking via hoogperformantiegeleiders en tweede dwarsregeltransformator in Achêne	FA	In studie	2030-2032	✓	✓			
Versterking Van Eyck – Maasbracht (NL)	9	377	Van Eyck - Maasbracht (NL)	Upgrade lijnen met HTLS-geleiders en bijkomende dwarsregeltransformatoren 380 kV	I	In studie	2032-2034	✓	✓			
Tweede interconnector België – Duitsland	10	225	België - Duitsland	Nieuwe HVDC interconnectie Duitsland - België	I	In studie	2037-2038	✓	✓			
Nieuw onderstation Baekeland / Creatie van onthaalcapaciteit	11		Baekeland	Nieuw onderstation 380 kV inclusief transformator 380/150 kV 555 MVA voor het creëren van onthaalcapaciteit voor de elektrificatie in het Gentse havengebied en beter beheer van de stromen op het 380 kV net	FA	Gepland	2026-2030	✓	✓	✓	✓	
Verdere aansluitingspunten op 380 kV / Creatie van onthaalcapaciteit	12		TBD	Plaatsing van bijkomende 380 kV onderstations in het kader van elektrificatie van de industrie en de inlussing ervan in het bestaande netwerk door middel van een dubbele IN/OUT op 2 lijnen 380 kV.	FA	In studie	2028-2034		✓	✓		
Verdere aansluitingspunten op 380 kV / Creatie van onthaalcapaciteit	13		TBD	Nieuwe (korte) 380 kV verbindingen in het kader van elektrificatie in industriële regios	FA	In studie	2028-2034		✓	✓		
Aansluiting van nieuwe centrale productie in Awirs	14		Rimière	Rimière 380 kV: nieuw veld voor aansluiting van een nieuwe STEG in Awirs	FA	Beslist	2025			✓		

								DRIJFVEREN				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMESTELLING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID	DUURZAAMHEID	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
Aansluiting van nieuwe centrale productie in Dilsen-Stokken	15		Dilsen - Stokkem	Nieuw onderstation 380 kV in Dilsen-Stokkem, voor aansluiting van nieuwe eenheden	C	In studie	3 à 4 jaar na beslissing			✓		
Aansluiting van nieuwe centrale productie in Tessenderlo	16		Tessenderlo	Meerhout 380 kV : nieuw veld voor aansluiting van een nieuwe STEG in Tessenderlo	C	In studie	2026			✓		
Aansluiting van nieuwe centrale productie in Manage	17		Courcelles	Courcelles 380 kV: nieuw veld voor de aansluiting van een nieuwe productie-eenheid	C	In studie	2,5 à 3 jaar na beslissing			✓		
Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem / Versterking van de transformatieca-paciteit in de regio Antwerpen	18		Zandvliet - Noordland	Versterking van de transformatie-capaciteit 380/150 kV in Zandvliet-Noordland	FA	In studie	2026			✓	✓	
Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem / Versterking van de transformatieca-paciteit in de regio Antwerpen	19		Haven van Antwerpen	Bijkomende versterking van de trans-formatiecapaciteit naar het 150 kV netwerk in de haven van Antwerpen	C	In studie	2030				✓	
Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem / Versterking van de transformatieca-paciteit in de regio Kempen	20		Heze	Versterking van de transformatie-capaciteit 380/150 kV in Heze	FA	In studie	2030				✓	
Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem / Versterking van de transformatie-capaciteit in de regio Kempen	21		Kempen	Nieuw onderstation 380 kV en kabel 150 kV richting nieuw onderstation 150 kV te Lommel	FA	In studie	2030				✓	
Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem / Versterking van de transformatieca-paciteit in de regio Genk	22		André Dumont	Versterking van de transformatieca-paciteit 380/150 kV in André Dumont	FA	In studie	2028				✓	
Interactie tussen horizontaal en verti-caal systeem / Versterking van de transformatie-capaciteit in de regio Luik	23		Rimière	Nieuw onderstation Rimière 380 kV met de installatie van een derde transformator 380/220 kV van 300 MVA	FA	In studie	2025	✓		✓	✓	
Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem / Versterking van de transformatieca-paciteit in de regio Henegouwen	24		Tergnée	Realisatie van een nieuw, ingelust onderstation 380 kV in Tergnée, in het kader van een nieuwe klan-taansluiting 380 kV en nieuwe klantaansluiting 150 kV	FA	In studie	2027			✓		
Interactie tussen horizontaal en verticaal systeem / Versterking van de transformatieca-paciteit in de regio Henegouwen	25		Tergnée - Saint-Amand	Plaatsing tweede draadstel tussen Tergnée en Saint-Amand	FA	In studie	2027			✓		
Versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck / Vers-terking interne backbone Centrum-Oost	26	252	Massenhoven	Uitbreiding onderstation met kop-peling 380 kV en upgrade veld te Massenhoven omwille van hogere stroomsterkte door HTLS upgrade Massenhoven -Meerhout - Van Eyck	P	In uitvoering	2024	✓	✓			

								DRIJFVEREN				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMESTELLING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID	DUURZAAMHEID	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
Versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck / Versterking interne backbone Centrum-Oost	27	252	Meerhout	Upgrade velden te Meerhout omwille van hogere stroomsterkte door HTLS upgrade Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	P	In uitvoering	2024	✓	✓			
Versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck / Versterking interne backbone Centrum-Oost	28	252	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Upgrade van het bestaande draadstel 380 kV naar HTLS geleiders en ins-tallatie van een tweede draadstel in HTLS geleiders 380 kV, welke tussen Massenhoven en Heze het bestaand 150 kV draadstel op de mastenrij vervangt.	P	In uitvoering	2026	✓	✓			
Herstructurering onderstation Mercator 380 kV / Versterking interne backbone Centrum-Oost	29	252	Mercator	Herstructurering post 380 kV - Verplaatsing van masten 380 kV	P	In uitvoering	2025	✓				
Herstructurering onderstation Mercator 380 kV / Versterking interne backbone Centrum-Oost	30	252	Mercator	Herstructurering post 380 kV - Toevoegen van een derde railstel	P	In uitvoering	2028	✓	✓			
Versterking van de as Mercator – Bruegel / Vers-terking interne backbone Centrum-Oost	31	252	Mercator - Bruegel	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	P	In uitvoering	2026	✓	✓			
Versterking van de as Mercator – Bruegel / Vers-terking interne backbone Centrum-Oost	32	252	Bruegel	Vervanging van het 380kV-onders-tation en van de laagspanning in het 150kV-onderstation te Bruegel	FA	In studie	2028	✓			✓	
Versterking van de as Mercator – Massenhoven / Versterking interne backbone Centrum-Oost	33	252	Mercator - Massenhoven	Upgrade van de klassieke geleiders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Mer-cator en Massenhoven en plaatsing van een 4e draadstel 380 kV tussen Mercator en Lint	P	In studie	2030-2032	✓	✓			
Versterking van de as Gramme – Van Eyck / Vers-terking interne backbone Centrum-Oost	34	252	Gramme - Van Eyck	Upgrade van de klassieke gelei-ders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Gramme en Van Eyck	P	In studie	2030-2032	✓	✓			
Versterking van de as Bruegel – Cour-celles / Versterking interne backbone Centrum-Oost	35	252	Bruegel - Courcelles	Upgrade van de klassieke geleiders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Bruegel en Courcelles	P	In studie	2032-2035	✓	✓			
Versterking van de as Gramme – Cour-celles / Versterking interne backbone Centrum-Oost	36	252	Gramme - Courcelles	Upgrade van de klassieke gelei-ders op de bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV tussen Gramme en Courcelles	P	In studie	2035-2038	✓	✓			
Optimale benutting backbone centrum-oost / Versterking interne backbone Centrum-Oost	37		TBD	Installatie van dwarsregeltransforma-toren in de lus Mercator - Van Eyck - Gramme - Courcelles	C	In studie	2030-2035	✓	✓			
Interne backbone versterking regio Antwerpen	38	297	Liefkenshoek - Mercator	Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding (Brabo III)	P	In uitvoering	2026	✓				
Interne backbone versterking regio Antwerpen	39		Antwerpen	Versterking van de transportcapa-citeit van de lijn 380 kV tussen Doel en Zandvliet	C	In studie	2030	✓		✓		
Interne backbone versterking regio Antwerpen	40		Antwerpen / Oost-Vlaan-deren	Versterking van de transportcapa-citeit van de eerste corridor 380 kV tussen Doel en Mercator	C	In studie	2035	✓		✓		

								DRIJFVEREN				
CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMESTELLING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID	DUURZAAMHEID	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
Interne backbone versterking regio Antwerpen	41		Antwerpen / Oost-Vlaanderen	Versterking van de transportcapa-citeit van de tweede corridor 380 kV tussen Doel en Mercator	C	In studie	2038	✓		✓		
Interne backbone versterking regio Antwerpen	42		Doel	Upgrade van het onderstation Doel 380 kV naar een kortsluitvermogen van 63 kA	FA	In uitvoering	2025	✓				
Interne backbone versterking regio Antwerpen	43		Zandvliet	Upgrade van het onderstation Zandvliet 380 kV naar een kortsluit-vermogen van 63 kA	FA	In uitvoering	2025	✓				
Interne backbone versterking regio Antwerpen	44		Doel - Mercator	Verplaatsen van een deel van twee corridors 380 kV tussen Mercator en Doel voor de aanleg van het Tweede Getijdendok	C	In studie	2027-2030			✓		
Gramme – Rimière / Versterking interne backbone Zuid-Oost	45		Gramme, Rimière	Installatie van een tweede draadstel op de lijn 380 kV Gramme - Rimière	FA	Beslist	2025	✓		✓	✓	
Gramme – Rimière / Versterking interne backbone Zuid-Oost	46		Gramme	Nieuw veld in het onderstation Gramme 380 kV voor het tweede draadstel Gramme - Rimière	FA	Beslist	2025	✓		✓	✓	
Brume – Gramme / Versterking interne backbone Zuid-Oost	47		Brume - Gramme	Versterking met hoogperformantie-geleiders & onderstation Brume	C	In studie	> 2030	✓		✓		
Aubange – Villeroux / Versterking interne backbone Zuid-Oost	48		Aubange-Villeroux	Toevoegen tweede draadstel op 380kV-lijn	FA	In studie	2035	✓			✓	
Aubange – Villeroux / Versterking interne backbone Zuid-Oost	49		Aubange-Villeroux	Uitbating volledige as op 380 kV en versterking van bestaande draadstel met hoogperformantiegeleiders	I	In studie	2035-2040	✓				
Villeroux-Brume / Versterking interne backbone Zuid-Oost	50		Villeroux-Brume	Omvorming uitbatingsspanning van 220kV naar 380kV en bijhorende transformatiecapaciteit Onderzoek versterking hoogperfor-mantiegeleiders	I	In studie	2035-2040	✓				
Villeroux – Rimière / Versterking interne backbone Zuid-Oost	51		Villeroux - Rimière	Herbestemming of vervanging van de bestaande 220kV corridor.	I	In studie	2040	✓				
Dynamic Line Rating	52		Nationaal	Investeringen voor de plaatsing van Ampacimons	P	Gepland	Door-lopend	✓	✓			
Ventilus	53		Gezelle - Izegem/ Avelgem	Het inlussen van de Stevin-as via een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding die gedeel-telijk ondergronds gebracht kan worden, inclusief aanpassingen aan onderstations, zoals de plaatsing van transformatoren en het ondergronds brengen van 150 kV luchtlijnen.	P	Gepland	2028-2030	✓	✓	✓	✓	
Boucle du Hainaut	54		Courcelles	Vervanging van bestaand ondersta-tion Courcelles 380 kV AIS door GIS	P	Beslist	2027	✓				
Boucle du Hainaut	55		Avelgem	Vernieuwing onderstation Avelgem 380 kV met mogelijks lokale ingraving 150 kV verbinding	FA	Beslist	2027	✓				
Boucle du Hainaut	56		Avelgem - Courcelles	Nieuwe bovengrondse 380 kV wis-selstroomverbinding die gedeeltelijk ondergronds gebracht kan worden inclusief postaanpassingen. Mogelijks ook transformatoren	P	Gepland	2030	✓	✓		✓	
Gezelle-Van Maerlant	57		Gezelle - Van Maerlant	Plaatsen van bijkomende kabels 380 kV in het kader van bijkomende productie	I	In studie	~2035		✓			
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	58		Lint	De installatie van een shunt reactor 150 kV 75 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het on-derstation van Lint 150 kV.	P	In uitvoering	2025	✓			✓	
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	59		Zwijndrecht	De installatie van een shunt reactor 150 kV 75 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het on-derstation van Zwijndrecht 150 kV.	P	In uitvoering	2024	✓			✓	
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	60		Avernas	De installatie van een shunt reactor 150 kV 75 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het on-derstation van Avernas 150 kV.	P	In uitvoering	2024	✓			✓	
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	61		Meerhout	De installatie van een shunt reactor 380 kV 130 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het on-derstation van Meerhout 380 kV.	P	In uitvoering	2026	✓				
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	62		Champion	De installatie van een shunt reactor 380 kV 130 MVar zonder regelaar en bijkomend aansluitveld op het on-derstation van Champion 380 kV.	P	In uitvoering	2025	✓				
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	63		Bruegel	De installatie van twee shunt reac-toren 380 kV 160 MVar met regelaar en bijkomende aansluitvelden op het onderstation van Bruegel 380 kV	P	In uitvoering	2027-2028	✓				
Middelen voor spanningsbeheer fase 3	64		Massenhoven	De installatie van een shunt reactor 380 kV 160 MVar met regelaar en bij-komend aansluitveld op het ondersta-tion van Massenhoven 380 kV	P	In uitvoering	2028	✓				
Middelen voor spanningsbeheer fase 4	65		Studie	Nieuwe, waarschijnlijk dynamische, spanningsregelende middelen in het kader van de energietransitie	C	In studie	2030	✓				
Synchrone compensatoren	66		Gezelle	Plaatsing van 2 tot 3 synchrone com-pensatoren voor het garanderen van de systeemstabiliteit bij de integratie van zeer grote hoeveelheden her-nieuwbare energie.	FA	In studie	2028-2030	✓				
3e hybride offshore systeem	67		Offshore - Binnenland	Ontwikkeling van een 3e Hybride offshore systeem	I	In studie	2035-2040	✓	✓			
Northsea Offshore Grid	68		Northsea Offshore Grid	Northsea Offshore Grid - Studie naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd grensoverschrij-dend net in de Noordzee	I	In studie	TBD	✓	✓			
Interconnectie op de grenzen met Nederland, Frankrijk, Duitsland	69		Noord- en Zuidgrens	Studie naar verdere ontwikkeling van onshore corridors binnen de Noordzeeregio, en de behoeften die nieuwe corridors op noord-, zuid- en oostgrens hierin kunnen invullen	I	In studie	TBD	✓	✓			
Interconnectie met Luxemburg	70	40	Aubange - LU/DE (studie)	Versterking interconnectie België - Luxemburg	I	In studie	~2040	✓				
Verdere ontwikkeling backbone	71		Nationaal	Studie naar de verdere versterkingen van de interne backbone in het kader van verdere integratie van inter-connecties en hernieuwbare energie op grote schaal.	I	In studie	TBD	✓	✓			

7.3 Vergelijkende tabel type goedkeuring huidig en vorig ontwikkelingsplan

TYPE GOEDKEURING PROJECT FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN 2024-2034	TYPE GOEDKEURING PROJECT NA FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN 2020-2030			
	Gepland (P)	**Conditioneel (C)**	**Indicatief (I)**	**Niet Opgenomen**
Gepland (P)	(7) Versterking Lonny (FR) – Achêne – Gramme: Fase 1 (26) (27) (28) Versterking van de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck (29) (30) Herstructurering onderstation Mercator 380 kV (31) (32) Versterking van de as Mercator – Bruegel (33) Versterking van de as Mercator – Massenhoven (34) Versterking van de as Gramme – Van Eyck (35) Versterking van de as Bruegel – Courcelles (36) Versterking van de as Gramme - Courcelles (38) Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding (Brabo III) (52) Dynamic Line Rating (53) Ventilus (54)(55)(56) Boucle du Hainaut (58)(59)(60)(61)(62)(63)(64) Middelen voor spanningsbeheer fase 3	(1) (2) Energie-eiland - Uitbreiding van het MOG		
Ter goedkeuring (FA)			(3) Nautilus (8) Versterking Lonny (FR) – Achêne – Gramme: Fase 2	(11) Nieuw onderstation Baekeland (12) (13) Verdere aansluitingspunten op 380 kV (14) Aansluiting van nieuwe centrale productie in Awirs (18) Versterking van de transformatiecapaciteit 380/150 kV in Zandvliet-Noordland (20) Versterking van de transformatiecapaciteit 380/150 kV in Heze (21) Nieuw onderstation 380 kV en kabel 150 kV richting nieuw onderstation 150 kV te Lommel (23) Nieuw onderstation Rimière 380 kV met de installatie van een derde transformator 380/220 kV van 300 MVA (24) Realisatie van een nieuw, ingelust onderstation 380 kV in Tergnée, in het kader van een nieuwe klantaansluiting 380 kV en nieuwe klantaansluiting 150 kV (25) Plaatsing tweede draadstel tussen Tergnée en Saint-Amand (42) Upgrade van het onderstation Doel 380 kV naar een kortsluitvermogen van 63 kA (43) Upgrade van het onderstation Zandvliet 380 kV naar een kortsluitvermogen van 63 kA (45) (46) Gramme – Rimière (48) Aubange - Villeroux: Toevoegen tweede draadstel op 380kV-lijn (66) Synchrone Compensatoren
Conditioneel (C)		(15) Aansluiting van nieuwe eenheden in Dilsen-Stokkem (44) Verplaatsen van een deel van twee corridors 380 kV tussen Mercator en Doel voor de aanleg van het Tweede Getijdendok (47) Brume - Gramme Versterking met hoogperformantiegeleiders & onderstation Brume		(4) TritonLink (5) Offshore Energie Hub (16) Aansluiting van nieuwe centrale productie in Tessenderlo (17) Aansluiting van nieuwe centrale productie in Manage (19) Bijkomende versterking van de transformatiecapaciteit naar het 150 kV netwerk in de haven van Antwerpen (37) Optimale benutting backbone centrum-oost (39) Versterking van de transportcapaciteit van de lijn 380 kV tussen Doel en Zandvliet (40)(41) Versterking van de transportcapaciteit tussen Doel en Mercator (65) Middelen voor spanningsbeheer fase 4
Indicatief (I)		(22) Versterking van de transformatiecapaciteit 380/150 kV in André Dumont (49) Aubange - Villeroux:Uitbating volledige as op 380 kV en versterking van bestaande draadstel met hoogperformantiegeleiders (50) Villeroux-Brume	(9) Versterking Van Eyck – Maasbracht (NL) (10) Tweede interconnector België – Duitsland (68) Northsea Offshore Grid (69) Noord- en Zuidgrens: Studie (70) Versterking interconnectie België - Luxemburg	(6) Verdere ontwikkeling van hernieuwbare energieproductie in de Belgische Noordzee (51) Villeroux - Rimière: Herbestemming of vervanging van de bestaande 220kV corridor. (57) Gezelle-Van Maerlant (67) 3e hybride offshore systeem (71) Verdere ontwikkeling backbone

7.4 Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de transmissienetten 220-150-110 kV

						DRIJFVEER					
ID	**LOCATIE**	**BESCHRIJVING**	**TYPE GOEDKEURING**	**STATUS**	**VOORZIENE INDIENSTNAMESTELLING**	**EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID**	**DUURZAMHEID**	**RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS**	**BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING**	**FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT**	**PARAGRAAF**
Provincie Antwerpen											
100	Poederlee - Herentals - Heze	Nieuwe kabel 150kV	I	In studie	2030				✓		5.2.1
101	Herentals - Poederlee	Nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2030		✓				5.2.1
102	Hoogstraten	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA en transformator 150/15 kV van 50 MVA	FA	In studie	2029		✓				5.2.1
103	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.2.1
104	Mol - Poederlee	Vervanging bestaande lijn 150 kV door kempenlus	P	Gepland	2033		✓		✓		5.2.1
105	Rijkevorsel	Afbraak onderstation 70 kV en vervanging transformator 70/15 kV door een nieuwe 150/15 kV 50 MVA	FA	In studie	2029				✓		5.2.1
106	Poederlee	Nieuwe transformator 150/36 kV	I	In studie	2030		✓				5.2.1
107	Petrol (Antwerpen Zuid)	Derde transformator 150/15 kV en vervangen laagspanning	FA	In studie	2032				✓		5.2.2
108	Damplein	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	I	In studie	2030				✓		5.2.2
109	Massenhoven - Merksem	Vervanging lijn 150 kV	P	Gepland	2030				✓		5.2.2
110	Petrol (Antwerpen Zuid)	Ontdubbelling van bestaande 150 kV kabels	FA	In studie	2027				✓		5.2.2
111	Zurenborg	Ontdubbelling van bestaande 150 kV kabels	FA	In studie	2027				✓		5.2.2
112	Burcht - Zwijndrecht	Ontdubbelling van bestaande 150 kV lijn	FA	In studie	2027				✓		5.2.2
113	Burcht - Zwijndrecht	Ontdubbelling van bestaande 150 kV lijn	FA	In studie	2023				✓		5.2.2
114	Heist-op-den-Berg	Afbouw onderstation 70kV en versterking onderstation 150kV	I	In studie	2028				✓		5.2.3
115	Mechelen	Vervangen onderstation 70 kV	I	In studie	2029				✓	✓	5.2.3
116	Te bepalen	Oprichten van een nieuw 150 kV onderstation voor de haven van Antwerpen ten Oosten van het Kanaaldok	C	In studie	2027			✓	✓		5.2.4
117	Ekeren - Zevende Havendok	Herstructurering bestaande 150 kV lijnen	FA	Gepland	2025				✓		5.2.4
118	Lier	Afbraak onderstation 70kV en 2 nieuwe transformatoren 150/15kV	FA	In studie	2030			✓		✓	5.2.5
119	Herentals	Vervanging van 3 transformatoren 70/15kV	FA	In studie	2030			✓		✓	5.2.5
120	Lint	Nieuwe transformator 150/70kV en transitiepost	FA	In studie	2029				✓	✓	5.2.5

						DRIJFVEER					
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
121	Lint	Vervangingen hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2034				✓		5.2.6
122	Putte - Wijgmaal	Vervanging van de uitrustingen op de lijn 150 kV	FA	In studie	2030				✓		5.2.6
123	Malle	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	P	Gepland	2026				✓		5.2.6
124	Massenhoven	Vervangingen hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	P	Gepland	2032				✓		5.2.6
125	Oelegem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.2.6
126	Putte	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2026				✓		5.2.6
127	Scheldelaan	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2032				✓		5.2.6
128	Sidal (Duffel)	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	P	In studie	2027				✓		5.2.6
129	Wommelgem	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning van het onderstation 150 kV	P	In studie	2027				✓		5.2.6
130	Zandvliet	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2029				✓		5.2.6
131	Zevende Havendok	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2032				✓		5.2.6
132	Lint	Vervanging transformator 380/150 kV door een van 555 MVA en vervanging hoogspanning onderstation 380 kV	I	In studie	2034				✓		5.2.6
133	Meerhout	Vervanging van transformator 380/150 kV door nieuwe van 555 MVA	I	In studie	2035				✓		5.2.6
Brussels Hoofdstedelijk Geweest											
201	Vorst	Vervanging 150kV-onderstation en nieuwe 150/11kV-transformator van 50 MVA	FA	In studie	2031			✓	✓		5.3.1
202	Molenbeek	Nieuwe 150/11kV-transformator van 50 MVA	FA	Gepland	2028			✓	✓		5.3.1
203	Elsene	Vervanging 2 150/36kV-transformato-ren door een nieuwe 150/36kV-trans-formator van 125 MVA en een nieuwe 150/11kV-transformator van 50 MVA	FA	Gepland	2029			✓	✓		5.3.2
204	Keizer Karel	Nieuwe 150/11kV-transformator van 50 MVA	C	In studie	2029			✓	✓		5.3.2
205	Dhanis	Vervanging 150/36kV-transformator van 125 MVA en 150/11kV-transformator van 50 MVA	FA	Gepland	2030-2034			✓	✓		5.3.3
206	Demetskaai	Vervanging 150/36kV-transformator van 70 MVA door een van 125 MVA	FA	Gepland	2028				✓		5.3.3
207	Demetskaai - Zuid	Nieuwe 150kV-kabel	FA	Gepland	2028				✓		5.3.3
208	Sint-Lambre-chts-Woluwe	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.3.3
209	Wiertz	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2032				✓		5.3.3
210	Dhanis	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2030				✓		5.3.3
211	Schaarbeek	Vervanging van een 150/36kV-transfor-mator en van de laagspanning in het 150kV-onderstation	I	In studie	2030				✓		5.3.3
Provincie Henegouwen											
301	Baudour - Chièvre	Retrofit ligne 150kV et remplacement par conducteur HTLS	FA	In studie	2028				✓		5.4.1
302	Bascoup	Ontmanteling van het onderstation 70 kV en vervanging hoogspanning ondersta-tion 150 kV	P	Gepland	2024				✓		5.4.2

						DRIJFVEER					
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
303	Gilly - Jumet + Jumet - Gouy	Nieuwe kabel 150 kV en retrofit lijn 150 kV	FA	In studie	2030				✓		5.4.6
304	Jumet	Nieuwe transformatoren 150/10 kV van 40 MVA in bestaand onderstation met nieuwe 150 kV veld	FA	In studie	2030				✓	✓	5.4.6
305	Ciply - Pâtu-rages	Nieuwe kabel 150 kV	P	Gepland	2025		✓		✓		5.4.7
306	Harmignies - Ciply	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning op een draarstel moge-lijk te maken (150 kV)	P	Gepland	2024		✓	✓	✓		5.4.7
307	Harmignies - Ville-sur-Haine	Uitbating van tweede draadstel van bestaande lijn op 150 kV	P	Gepland	2024		✓		✓		5.4.7
308	Pâturages	Herstructurering onderstation (migratie gedeeltelijk naar 150 kV) en installatie nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	P	Gepland	2025		✓		✓	✓	5.4.7
309	Thuillies	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA in aftakking op een bestaande lijn	P	In uit-voering	2023			✓	✓		5.4.9
310	Thy-le-Château	Nieuwe transformator 150/70 van 145MVA	FA	In studie	2029		✓				5.4.10
311	Thy-le-Château - Hanzinelle	Vervaning verbinding door kabel 150 kV (uitbating 70 kV)	FA	In studie	2029		✓		✓		5.4.10
312	Hanzinelle	Nieuwe onderstation 150 kV met een transformator 150/70 kV 145 MVA	FA	In studie	2029		✓		✓		5.4.10
313	Montignies - Hanzinelle - Neuville	Nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2029		✓				5.4.10
314	Neuville	Nieuwe volledige onderstation 150 kV met een nieuwe transformator 150/12 kV 50 MVA en een shunt reactor 150 kV 75 Mvar, en aansluiting van de verbindin-gen 150 kV en de bestaande transforma-tor 150/70 kV op dit onderstation	FA	In studie	2029		✓		✓		5.4.10
315	Neuville - Couvin	Twee nieuwe kabels 150 kV (waarvan een uitgebaat op 70 kV)	FA	In studie	2035		✓		✓		5.4.10
316	Couvin	Nieuwe transformator 150/12kV	FA	In studie	2035		✓		✓		5.4.10
317	Thy-le-Château - Solre	Twee nieuwe kabels 150 kV (uitgebaat op 70 kV)	FA	In studie	2035		✓		✓		5.4.10
318	Thy-le-Château	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en 70 kV	FA	In studie	2029				✓		5.4.10
319	Gouy	Split van onderstation 150 kV in Gouy in twee onderstations: een nieuwe GIS voor 150 kV zone van Brabant, de bestande onderstation blijft as is enkel voor 150 kV zone Henegouwen	FA	In studie	2028				✓		5.4.11
320	Baudour-Quaregnon	Nieuwe kabel 150 kV en bestande 150 kV draastellen gejumeleerd	FA	In studie	2030				✓		5.4.12
321	Chièvres	Aanpassingen 150 kV onderstation en Nieuwe dwarsregeltransformator 390 MVA en Nieuwe shunt reactor 75 Mvar	P	Gepland	2025	✓					5.4.13
322	Ligne	Aanpassingen 150 kV onderstation voor kabelsverbindingen	P	Gepland	2025	✓					5.4.13
323	Chièvres - Thieulain + Chièvres-Ligne	Nieuwe kabels 150 kV	P	Gepland	2025	✓					5.4.13
324	Chièvres - Thieulain	Retrofit van de lijn 150 kV	P	In studie	2023				✓		5.4.13
325	Gouy - Oostkerk	Afbraak lijn 150kV	P	In studie	2026				✓		5.4.15
326	Oisquercq - Gouy- Seneffe - Feluy	Vervanging verbinding 70kV Gouy-Oostkerk	FA	Gepland	2033				✓		5.4.15
327	Boel La Louvière	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en herstructurering 30 kV	FA	Gepland	2027			✓	✓	✓	5.4.16

						DRIJFVEER					
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
328	Gouy	Vervanging hoogspanning 150 kV, 150/70 kV transformator en laagspanning 380 kV en 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.4.16
329	Baudour	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2027				✓		5.4.16
330	Binche - Trivières	Nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.4.16
331	Binche - Trivières	Vervanging lijn (150 kV)	FA	In studie	2028				✓		5.4.16
332	Wattines - Gaurain	Retrofit van de lijn 150 kV	P	Gepland	2023				✓		5.4.16
333	Dottenijs	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.4.16
334	Fleurus	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.4.16
335	Gouy	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	FA	In studie	2031				✓		5.4.16
336	Gouy - Monceau	Retrofit lijn 150 kV	FA	In studie	2034				✓		5.4.16
337	Jemappes	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	P	Gepland	2025				✓		5.4.16
338	Marquain	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	FA	In studie	2026				✓		5.4.16
339	Tergnée	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	FA	In studie	2032				✓		5.4.16
340	Jemeppes-sur-Sambre	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en 70 kV	FA	In studie	2026			✓			5.4.16
341	Jemeppes-sur-Sambre	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en 70 kV en vervanging van trans-formator 150/70 kV 90 MVA	FA	In studie	2025			✓			5.4.16
342	Monceau	Vervanging laagspanning 150/220 kV & vervanging hoogspanning material	FA	Gepland	2030				✓		5.4.16
343	Tergnée - Auvelais	Vervanging lijn 150kV Tergnée-Auvelais	FA	Gepland	2033				✓		5.4.16
344	Tergnée - Fleurus	Vervanging lijn 150kV Tergnée-Fleurus	FA	Gepland	2033				✓		5.4.16
345	Neerwaasten - Wevelgem	Nieuwe kabel 150 kV	P	In studie	2025				✓		5.12.4
Provincie Limburg											
401	Lommel	Nieuw onderstation 150 kV te Lommel	FA	In studie	2031				✓		5.5.1
402	Beringen - Meerhout	Vervangingen geleiders door hoogperformante HTLS-geleiders	I	In studie	2035				✓		5.5.1
403	Lommel	Nieuwe transformatie 150/30kV	I	In studie	2032			✓	✓		5.5.1
404	Beringen - Tessenderlo Industriepark	Nieuwe kabelverbinding 150 kV	FA	In studie	2031				✓		5.5.2
405	Beringen - Lummen	Afbraak onderstation 70 kV en vervanging transformatoren 70/10 kV door nieuwe 150/10 kV 40 MVA	FA	In studie	2031				✓		5.5.2
406	Beringen	Afbraak onderstation 70 kV en vervanging transformatoren 70/10 kV door nieuwe 150/10 kV 40 MVA	FA	In studie	2031				✓		5.5.2
407	Tessenderlo Industriepark	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA in antenne op nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2031				✓		5.5.2
408	Lummen	Afbraak lijn 70 kV en vervanging transfor-mator 70/10 kV door een transformator 150/10 kV van 40 MVA	FA	In studie	2031				✓		5.5.2

						DRIJFVEER					
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
409	Brustem - Herderen	Verlaten 70kV infrastructuur ten voordele van 150kV	I	In studie	2031				✓		5.5.3
410	Herderen (Riemst)	Nieuwe onderstation 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.5.4
411	Langerlo - Stalen	Vervanging van de geleiders lijn 150 kV	I	In studie	2030				✓		5.5.5
412	Stalen - Eisden	Vervanging van de geleiders lijn 150 kV	I	In studie	2027				✓		5.5.5
413	Lommel	Vervangingen laagspanning en vervan-gingen / reuductie 150 kV onderstation	FA	In studie	2031				✓		5.5.5
Provincie Luik											
501	Butgenbach	Nieuwe transformator 110/15 kV in bestaand onderstation	P	Beslist	2024		✓				5.6.1
502	Amel	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	FA	In studie	2026		✓				5.6.1
503	Amel - Sankt-Vith	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadsstellen	FA	In studie	2031		✓				5.6.1
504	Bévercé	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	P	Beslist	2024		✓				5.6.1
505	Bronrome - Heid-de-Goreux	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadsstellen	FA	In studie	2029				✓		5.6.1
506	Heid-de-Goreux	Uitbreiding onderstation op 110 kV (uitbating op 70 kV)	FA	In studie	2029				✓		5.6.1
507	Sankt-Vith	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	FA	In studie	2029				✓		5.6.1
508	Cierreux - Sant-Vith	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadsstellen	FA	In studie	2034		✓				5.6.1
509	Bressoux	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	FA	In studie	2025				✓	✓	5.6.2
510	Hannuit	Nieuw onderstation met een transfor-mator 150/70 kV van 90 MVA en twee transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	P	Beslist	2025		✓		✓		5.6.3
511	Profondval	Nieuw onderstation met twee transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	FA	In studie	2028				✓		5.6.3
512	Rocourt	Nieuw onderstation met twee transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	FA	In studie	2028				✓		5.6.3
513	Ans	Nieuw transformator 150/15 kV van 50 MVA	FA	In studie	2028				✓		5.6.3
514	Gramme - Rimière	Afbraak lijn 150 kV	FA	Gepland	2023				✓		5.6.3
515	Rimière	Drie nieuwe velden in het ondersta-tion 220 kV voor de ontdubbeling van Rimière - Jupille en de transformatoren 380/220 kV	C	Gepland	2025					✓	5.6.4
516	Jupille - Rimière	Ontdubbeling van twee draadstellen van een lijn 220 kV	FA	Gepland	2024					✓	5.6.4
517	Jupille	Nieuw veld in het onderstation Jupille 220 kV voor de ontdubbeling van Rimière - Jupille	FA	Gepland	2024				✓		5.6.4
518	Haute-Sarte	Vervanging laagspanning 150kV-onderstation en 150/15kV-transformator	FA	Gepland	2028			✓	✓		5.6.5
519	Avernas	Vervanging laagspanning van het onderstation 150 kV	P	Beslist	2024				✓		5.6.5
520	Awirs	Vervanging laagspanning onderstations 150 kV en 220 kV	FA	In studie	2029				✓		5.6.5
521	Eupen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2030				✓		5.6.5

						DRIJFVEER					
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
522	Houffalize	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	P	Gepland	2025				✓		5.6.5
523	Leval	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	P	Beslist	2025				✓		5.6.5
524	Lixhe	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	Gepland	2025				✓		5.6.5
525	Tihange bis	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	FA	Beslist	2025				✓		5.6.5
526	Tihange 2	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	C	Beslist	2024				✓		5.6.5
527	Rimière	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 220 kV	I	In studie	2030				✓		5.6.5
528	Gramme	Vervanging transformator 380/150 kV en bepaalde hoogspanningstoestellen onderstations 380 en 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.6.5
529	Lixhe - Jupille	Retrofit van de lijn 220 kV	FA	In studie	2025				✓		5.6.5
530	Gramme	Vervanging van de uitrustingen die voor de voeding van de hulpdiensten van het onderstation zorgen	FA	Beslist	2025				✓		5.6.5
531	Berneau	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	I	In studie	2030				✓		5.6.5
532	Huy	Verlaten van het onderstation 380 kV van Tihange 2 en rechtstreekse aansluiting van Tihange Bis op Gramme	C	In studie	2029			✓			5.6.5
Provincie Luxemburg											
601	Bomal	Nieuwe transformator 220/70 kV van 110 MVA in aftakking op lijn Rimière - Villeroux	FA	In studie	2032				✓		5.7.1
602	Marcourt	Herstructurering onderstation 220 kV	FA	In studie	2032				✓		5.7.1
603	Fays-les Veneurs - Orgeo	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	FA	In studie	2031		✓	✓	✓		5.7.2
604	Neufchâteau - lijn Orgeo-Villeroux	Nieuwe kabel 110 kV	FA	Gepland	2025		✓				5.7.2
605	Aubange - Villeroux	Retrofit van de 220kV-lijn	FA	In studie	2025				✓		5.7.3
606	Villeroux - Rimière	Retrofit van de 220kV-lijn	FA	In studie	2027				✓		5.7.3
607	Latour	Nieuwe transformator 220/15 kV van 50 MVA en vervanging van de laagspan-ning	FA	Gepland	2028				✓		5.7.4
608	Villers-sur-Semois	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	FA	Gepland	2029				✓		5.7.4
609	Aubange - Aarlen	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	FA	In studie	2029		✓		✓		5.7.4
610	Aubange - Sotel	Afbraak van de lijn 150 kV	FA	In studie	2027			✓			5.7.4
611	Bonnert	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	FA	In studie	2029				✓		5.7.4
612	Marche-en-Famenne	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	FA	In studie	2028				✓		5.7.4
613	Aarlen	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	I	In studie	2031				✓		5.7.4
614	Aubange	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV) en laagspanning in 220- en 380kV-onderstations	I	In studie	2033				✓		5.7.4
615	Aubange	Vervanging van de 220kV-dwarsre-geltransformator en naastliggende uitrustingen	FA	In studie	2025	✓					5.7.4

						DRIJFVEER					
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
Provincie Namen											
701	Bois-de-Villers - Fosses-La-Ville	Vervanging van de lijn 70 kV door een lijn 110 kV	I	In studie	na 2034		✓		✓		5.8.4
702	Hastière - Pondrome	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	FA	Beslist	2025		✓		✓		5.8.4
703	Yvoir - Ciney	Vervanging van de lijnen 70 kV met één draadstel tussen Yvoir en Ciney door lijnen 110 kV met twee draadstellen.	I	In studie	2030-2035		✓		✓		5.8.4
704	Yvoir - Warnant	Nieuwe kabel 110 kV	I	In studie	2030-2035		✓		✓		5.8.4
705	Achêne - Florée	Vervanging van de lijnen 70 kV door lijnen 110 kV met twee draadstellen	I	In studie	2030-2035		✓		✓		5.8.4
706	Namen - Flawinne	Vervanging van de lijn 70 kV door een lijn 110 kV	I	In studie	2030-2035		✓		✓		5.8.4
707	Seilles	Vervanging van de 150/70kV-transforma-tor, van de 150kV-uitrustingen en van het 110kV-onderstation (uitgebaat op 70 kV)	FA	Gepland	2028				✓		5.8.5
708	Auvelais	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	P	Gepland	2026				✓		5.8.5
709	Miecret	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	FA	Gepland	2029				✓		5.8.5
Provincie Oost-Vlaanderen											
801	Heimolen	Herstructurering onderstation en vervan-ging laagspanning onderstation 150 kV	P	In uitvoering	2024	✓			✓		5.9.1
802	Rodenhuize	Vervanging hoogspanning en plaatsing tweede koppeling onderstation 150 kV	FA	In studie	2027	✓		✓	✓		5.9.1
803	Eeklo Noord - Rodenhuize	Plaatsing ampacimonmodules op lijn 150 kV	FA	In studie	2024		✓			ü	5.9.1
804	Heimolen - Rodenhuize	Bundeling lijn 150 kV	FA	In studie	2024	✓		✓	✓		5.9.1
805	Eeklo Pokmoer	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV, en van een van de twee transfomatoren 150/36 kV 65 MVA door nieuwe van 125 MVA	P	In studie	2028				✓		5.9.2
806	Eeklo Pokmoer - Langerbrugge	Ontmanteling lijn 150 kV	I	In studie	2035				✓		5.9.2
807	Kennedylaan	Verplaatsing transformatoren 150/36 kV Kennedylaan naar Rodenhuize met vervanging van huidige 110 MVA door nieuwe 125 MVA	P	Beslist	2026			✓			5.9.3
808	Kluizendok (Gent)	Nieuwe transformator 150/36 kV 125 MVA op nieuwe site in aftakking op bestaande lijn 150 kV	FA	In studie	2029		✓	✓			5.9.3
809	Rechteroever Gent	Plaatsing nieuwe transformator 150/36 kV 125 MVA	C	In studie	2033			✓	✓		5.9.3
810	Drongen	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/36 kV 65 MVA door een nieuwe van 125 MVA	P	In studie	2029				✓		5.9.4
811	Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Verhoging lijnen 150 kV	FA	Gepland	2025				✓	✓	5.9.4
812	Merchtem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV, transformator 150/70 kV en transformator 150/15 kV	FA	In studie	2028				✓		5.9.5
813	Sint-Gillis-Dendermonde	Vervanging laagspanning en hoogspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2028				✓		5.9.5
814	Baasrode - Malderen	Plaatsing kabel 150 kV	FA	Gepland	2025			✓	✓		5.9.5
815	Baasrode - Sint-Gillis-Dendermonde	Plaatsing kabel 150 kV	FA	Beslist	2024				✓		5.9.5

						DRIJFVEER						
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
816	Baasrode	Oprichting onderstation 150 kV	FA	Beslist	2027				✓		5.9.5
817	Zwijndrecht	Vervangen transformator 150/36kV	FA	In studie	2028				✓	✓	5.9.6
818	Ketenisse (Beveren)	Derde transformator 150/15kV	FA	In studie	2028			✓	✓		5.9.6
819	Aalter Bekaertlaan	Vervanging twee transformatoren 150/36 kV 65 MVA door nieuwe van 125 MVA	P	In studie	2028				✓		5.9.7
820	Aalst	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV van 125 MVA door een van 145MVA	P	In uitvoering	2026				✓		5.9.10
821	Aalst Noord	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2027				✓		5.9.10
822	Deinze	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en vervanging transformatoren 70/10 kV door transformatoren 150/10 kV van 50 MVA	FA	In studie	2028				✓		5.9.10
823	Deinze - Ruien	Vervanging geleiders lijn 150 kV	I	In studie	2031				✓		5.9.10
824	Flora (Merelbeke)	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.9.10
825	Flora - Rodenhuize	Vervanging uitrustingen lijn 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.9.10
826	Lokeren Vijgenstraat	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2027				✓		5.9.10
827	Ninove	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.9.10
828	Oudenaarde	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV en vervanging transformator 70/10 kV van 40MVA	FA	In studie	2026				✓		5.9.10
829	Ringvaart	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2027				✓		5.9.10
830	Ruien	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	P	In uitvoering	2025	✓					5.9.10
831	Wortegem	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 70 kV en transformator 150/10 kV van 40 MVA	P	In studie	2027				✓		5.9.10
832	Zele Industrie	Vervanging hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.9.10
833	Sint-Pauwels	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2033				✓		5.9.10
834	Ham	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2032				✓		5.9.10
835	Nieuwe Vaart	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2033				✓		5.9.10
836	Walgoed	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2028				✓		5.9.10
837	Eeklo Noord	Vervaning hoogspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2033				✓		5.9.10
838	Ruien - Thieulain - Ligne - Chièvres	Ontmanteling van de lijn 150 kV	P	Gepland	2027	✓					5.4.13
839	Ruien	Aanpassingen 150 kV onderstation	P	Gepland	2025	✓					5.4.13
840	Ruien - Thieulain	Nieuwe kabels 150 kV	P	Gepland	2025	✓					5.4.13
841	Aalst - Zottegem	Nieuwe kabel 150 kV tussen Aalst en Zottegem	FA	In studie	2027			✓	✓		5.9.5

						DRIJFVEER						
ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVORRA-DINGSZEKERHEID	DUURZAMHEID	RECHTSTREEKSE NETCEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
Provincie Vlaams-Brabant											
901	Dilbeek	Afbraak onderstation 150 kV	FA	In studie	2026				✓		5.10.1
902	Kobbegem	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in aftakking op bestaande lijn	FA	Gepland	2027			✓	✓		5.10.1
903	Relegem	Ontmanteling aftakking 150 kV, ondersta-tion 150 kV en transformator 150/36 kV	FA	In studie	2027				✓		5.10.1
904	Diest	Nieuwe GIS 150kV en afbouw onderstation 70kV	P	In studie	2029				✓		5.10.2
905	Kersbeek	Nieuw onderstation 150kV en afbouw onderstation 70kV, kabels naar Diest en Tienen	I	In studie	2031			✓	✓		5.10.2
906	Wijgmaal	Uibreiding GIS 150kV	I	In studie	2030			✓	✓	✓	5.10.2
907	Bruegel - Drogenbos	Vervanging lijn 150 kV	I	In studie	na 2034				✓		5.10.4
908	Bruegel - Verbrande Brug	Vervanging geleiders en uitrustingen lijn 150 kV	I	In studie	2030-2034				✓		5.10.4
909	Grimbergen	Vervanging laagspanning en bepaalde hoogspanningstoestellen onderstation 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.10.4
910	Verbrande Brug - Lint	Vervanging van de uitrustingen 150 kV lijn	I	In studie	2030				✓		5.10.4
911	Verbrande Brug - Vilvoorde Havendoklaan	Nieuwe kabel 150 kV ter vervanging van een oude oliekabel	FA	In studie	2024				✓		5.10.4
912	Wespelaar	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2029				✓		5.10.4
913	Drogenbos	Vervanging laagspanning en bepaalde hoogspanningstoestellen onderstations 380 en 150 kV	I	In studie	2030-2035				✓		5.10.4
914	Zaventem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.10.4
915	Drogenbos	Verplaatsen en vervanging transformator 150/36 kV van 125 MVA	FA	In studie	2029			✓	✓		5.10.4
916	Bruegel - Verbrande Brug	Verhogen van een pyloon	FA	In studie	2024					✓	5.10.4
917	Verbrande Brug - Zaventem	Verplaatsing van de 150 kV-kabel, opgelegd door AWV	P	In uitvoering	2023					✓	5.10.4
918	Machelen - Verbrande Brug	Gedeeltelijk ondergronds brengen van de dubbele 150kV-lijn	FA	In studie	2025					✓	5.10.4
919	Machelen	Vervanging drie transformatoren 150/36 kV van 125 MVA	FA	Gepland	2029				✓		5.3.2
920	Bruegel - Essene	Plaatsing kabel 150 kV en transformator 150/15 kV 50 MVA te Essene	I	In studie	2030			✓	✓		5.9.5
921	Essene	Oprichting nieuw onderstation 150 kV	FA	In studie	2028			✓	✓		5.9.5
Provincie Waals-Brabant											
1001	Eigenbrakel	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV en Nieuwe shunt reactor 75 Mvar	P	Gepland	2026				✓		5.11.2
1002	Eigenbrakel	Nieuwe kabel 150 kV	P	Gepland	2025				✓		5.11.2
1003	Nijvel	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en vervangingen hoogspanning	FA	In studie	2029				✓		5.11.3
1004	Korbeek	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en herstructurering 36 kV	FA	In studie	2029				✓		5.11.3
1005	Waterloo	Vervanging laagspanning 150 kV-onderstation	FA	Gepland	2033				✓		5.11.3

ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENST-NAMESTELLING	DRIJFVEER: EUROPESE ONTWIK-KELING EN BEVOORRA-DINGSZEKERHEID	DRIJFVEER: DUURZAMHEID	DRIJFVEER: RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBE-HEERDERS	DRIJFVEER: BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENER-GIEVOORZIENING	DRIJFVEER: FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	PARAGRAAF
Provincie West-Vlaanderen											
1101	Pitem	Volledige vervanging en uitbreiding onderstation 150 kV inclusief vernieuwing laagspanning	P	In studie	2026			✓	✓	✓	5.12.1
1102	Beveren	Aanpassingen onderstation 150 kV inclusief vervanging laagspanning	P	In studie	2026			✓	✓	✓	5.12.1
1103	Brugge Waggelwater - Slijkens	Vervanging van de bestaande lijn 150 kV	FA	In studie	2028		✓		✓		5.12.1
1104	Rumbeke	Twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA en vervangingen van hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2030			✓	✓		5.12.1
1105	Koksijde	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	I	In studie	2029		✓		✓		5.12.2
1106	Zedelgem	Nieuw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	I	In studie	2033			✓			5.12.2 & 5.12.7
1107	Oostrozebeke	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2030				✓		5.12.3
1108	Sint-Baafs-Vijve	Afbraak 70 kV en uitbreiding/Vervanging onderstation 150 kV	P	In studie	2027				✓		5.12.3
1109	Koksijde	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV, integratie PST en verlaten 70 kV onderstation	P	In studie	2026				✓		5.12.4
1110	Wevelgem	Vervanging hoogspanning en laagspanning van onderstation 150 kV	FA	In uitvoering	2024				✓		5.12.4
1111	Zeebrugge	Vervanging twee transformatoren 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	P	In studie	2028		✓		✓		5.12.5
1112	New Zeebrugge	Oprichting nieuw onderstation 150 kV met twee transformatoren 150/36 kV 125 MVA en aangesloten op het onders-tation 150 kV Zeebrugge door middel van twee nieuwe kabels 150 kV	FA	In studie	2027		✓	✓	✓		5.12.5
1113	Slijkens	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en vervanging van twee trans-formatoren 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	FA	In studie	2028				✓		5.12.6
1114	Heule	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en vervanging tranformator 70/10 kV door transformator 40 MVA	FA	In studie	2028				✓		5.12.8
1115	West-Rozebeke	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en vervangingen hoogspanning	FA	In studie	2028				✓		5.12.8
1116	Beerst	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2029				✓		5.12.8
1117	Harelbeke	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2028				✓		5.12.8
1118	Ieper Noord	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2029				✓		5.12.8
1119	Izegem - Harelbeke - Desselgem	Vervanging lijn 150 kV	I	In studie	2035				✓		5.12.8
1120	Kuurne	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2029				✓		5.12.8
1121	Menen West	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.12.8
1122	Tielt	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.12.8
1123	Brugge Waggelwater	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2031				✓		5.12.8
1124	Zeebrugge	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2030				✓		5.12.8
1125	Zedelgem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2029				✓		5.12.8
1126	Gullegem	Oprichten onderstation 150kV	I	In studie	2031			✓	✓		5.12.8

7.5 Overzichtstabel transversale projecten

CLUSTER	ID	TYNDP-ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMESTELLING	DRIJFVEER: EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID INTEGRATIE HERNIEUWBARE	DRIJFVEER: DUURZAAMHEID	DRIJFVEER: RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS	DRIJFVEER: BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	DRIJFVEER: FUNCTIONELE EN TECHNOLO-GISCHE CONFORMITEIT
Security	1201		Nationaal	Beveiliging van posten en sites	FA	Gepland	2018-2025					✓
Black-out mitigation	1202		Nationaal	Installatie van dieselge-neratoren op een 400-tal posten	P	In uitvoering	2018-2028					✓
Green substations	1203		nvt	Verbeteren van de energie-efficiëntie van +/- 1200 gebouwen in de onderstations	FA	In uitvoering	2024-2034		✓			
Vervanging OPGW	1204		nvt	Vervanging van verou-derde Optical Ground Wires	FA	In studie	TBD					
Fiber Everywhere	1205		Nationaal	Uitbreiding en vers-terking van optische vezelnetwerk	P	In uitvoering	nvt					✓
Upgrade TDM	1206		nvt	Modernisatie communicatie-technologie TDM	P	In uitvoering	2019-2025					
Private Satellite Communica-tions System and Services	1207		nvt	Uitbouw privaat satellietnetwerk	P	In uitvoering	nvt					

7.6 Overzichtstabel projecten stand van zaken

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
1	Lixhe - Oberzier (D)	Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding België - Duitsland	2020	2020	Gerealiseerd	
2	Aubange - Brume - Gramme	Plaatsing tweede draadstel (Aubange - Brume) en versterking met hoogpermformantiegeleiders (Brume - Gramme) 380 kV	Conditioneel TBD	2030-2040	In studie	Opgesplitst in drie afzonderlijke projecten, wegens verschillende noden in functie van de tijd
3	Courcelles	Nieuw aansluitingsveld voor centrale productie in bestaand onderstation 380 kV	1,5 à 2 jaar na beslissing	N/A	Geannuleerd	Uitstel van de klant
4	Dilsen - Stokkem	Nieuw onderstation voor aansluiting centrale productie- eenheden 380 kV	2,5 à 3 jaar na beslissing	3 à 4 jaar na beslissing	In studie	Wijziging werkplanning
5	Kallo	Versterking van de transformatiecapaciteit in Kallo 380/150 kV	2022	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
6	Lillo	Versterking van de transformatiecapaciteit in Lillo 380/150 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
7	Rodenhuize	Tweede transformator te Rodenhuize 380/150 kV	2022	2022	Gerealiseerd	
8	Studie: Limburg	Bijkomende noden ter versterking van de transformatiecapaciteit in Limburg 380 kV	2025	2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen
9	Bruegel - Courcelles	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	2035	2032-2035	In studie	Herziening onderliggende hypothesen
10	Gramme - Courcelles	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	2033	2035-2038	In studie	Herziening onderliggende hypothesen
11	Gramme - Van Eyck	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	2029	2030-2032	In studie	Herziening onderliggende hypothesen
12	Mercator - Lint, Mercator - Massenhoven	Plaatsing 4e draadstel 380 kV. Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	2030	2030	In studie	
13	Massenhoven	Uitbreiding onderstation met koppeling 380 kV	2024	2024	Gerealiseerd	
14	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Installatie van een tweede draadstel in HTLS geleiders 380 kV, welke tussen Massenhoven en Heze het bestaand 150 kV draadstel op de mastenrij vervangt	2024	2023	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
15	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Upgrade van het bestaand draadstel naar HTLS geleiders 380 kV	2024	2026	In uitvoering	Wijziging werkplanning
16	Mercator - Bruegel	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	2025	2026	In uitvoering	Wijziging werkplanning
17	Aubange - LU/DE (studie)	Trilaterale studie met CREOS & Amprion voor interconnectie versterking met Luxemburg	2035	~2040	In studie	Herziening onderliggende hypothesen
18	Noord- en Zuidgrens	Studie naar verdere ontwikkeling van onshore corridors binnen de Noordzeeregio, en de behoeften die nieuwe corridors op noord- en zuidgrens hierin kunnen invullen	TBD	TBD	In studie	
19	Northsea Offshore Grid	Northsea Offshore Grid - Studie naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd grensoverschrijdend net in de Noordzee	TBD	TBD	In studie	
20	Mercator	Herstructurering post 380 kV	2025	2028	In uitvoering	Wijziging werkplanning
21	Middelen voor spanningsbeheer fase 1	225 Mvar condensatorbatterijen	2020	2020-2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
22	Middelen voor spanningsbeheer fase 2	355MVar condensatorbatterijen	2021-2022	2021-2023	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
23	Middelen voor spanningsbeheer fase 2	540MVAr shuntreactoren 150 kV/220 kV/380 kV	2021-2022	2021-2023	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning.
24	Middelen voor spanningsbeheer fase 3	Extra statische & dynamische spanningsregelingsmiddelen gelinkt aan de nucleaire uitstap, zowel voor injectie als absorptie van reactieve energie	2025	2025-2028	Gepland/ In uitvoering/ Gerealiseerd	Wijziging werkplanning. Meerdere statussen gezien de plaatsing van de shuntreactoren opgedeeld is in verschillende aparte projecten.
25	Offshore - Onshore	Bijkomende offshore netinfrastructuur	2026-2028	2028-2030	Gepland	Herziening onderliggende hypothesen - Wijziging van de scope wegens herziene ambities van de Belgische overheid
26	België - Verenigd Koninkrijk	Nieuwe HVDC interconnectie Verenigd Koninkrijk - België	2028	2030	Gepland	Herziening onderliggende hypothesen
27	Avelgem - Centrum	Nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding inclusief postaanpassingen en installatie van PSTs. Inclusief een versterking van de transformatiecapaciteit in Henegouwen	2026-2028	2030	In studie	Verkrijgen vergunning
28	Stevin - Izegem/ Avelgem	Het inlussen van de Stevin-as naar een knooppunt verder landinwaarts (bv. Izegem/ Avelgem) via een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding, inclusief postaanpassingen. Inclusief een versterking van de transformatiecapaciteit in West-Vlaanderen	2026-2028	2029-2030	In studie	Verkrijgen vergunning
29	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Nieuwe lijn met twee draadstellen 380 kV	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
30	Lillo - Zandvliet	Ondergronds brengen bestaande lijn 150 kV	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
31	Kallo - FINF (Beveren)	Ondergronds brengen bestaande lijn 150 kV	2025	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
32	Liefkenshoek - Mercator	Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding	2025	2025	In uitvoering	
33	Van Eyck - Maasbracht	Upgrade lijnen met HTLS-geleiders en bijkomende PSTs 380 kV	2030	2032-2034	In studie	Herziening onderliggende hypothesen
34	Zandvliet	Twee dwarsregeltransformatoren in Zandvliet 380 kV	2022	2022	Gerealiseerd	
35	Zandvliet - Rilland	Vervanging lijnen met HTLS-geleiders 380 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
36	Doel - Mercator	Verplaatsing & verhoging 4 draadstellen 380 kV en 1 draadstel 150 kV lijn voor doorgang scheepvaart	2023	2027-2030	In studie	Uitstel van de klant
37	Brugge - Eeklo Noord	Afbraak lijn 150 kV	2020	2020	Gerealiseerd	
38	Brugge - Eeklo Noord	Nieuwe kabel 150 kV	2020	2020	Gerealiseerd	
39	Brugge - Eeklo Pokmoer	Afbraak lijn 150 kV	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
40	België - Duitsland	Nieuwe HVDC interconnectie Duitsland - België	na 2028	2037-2038	In studie	Herziening onderliggende hypothesen
41	Aubange - Moulaine	Installatie van 2 dwarsregeltransformatoren te Aubange 220 kV	2021	2021	Gerealiseerd	
42	Avelin - Avelgem - Horta	Upgrade lijn met HTLS-geleiders 380 kV	2021	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
43	Lonny - Achene - Gramme	Fase 1: installatie dwarsregels-transformator 380 kV	2025	2026	Gepland	
44	Lonny - Achene - Gramme	Fase 2: Upgrade met HTLS-geleider en tweede PST of alternatieve oplossing 380 kV	2030	2030-2032	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
45	Nationaal	Installatie van dieselgene-ratoren en privaat satelliet-netwerk op 456 posten	2018-2029	2018-2028	In uitvoering	
46	Nationaal	Beveiliging van posten en sites	nvt	nvt	In uitvoering	
47	Nationaal	Uitbreiding en vesterking van optische vezelnetwerk	nvt	nvt	In uitvoering	
48	Nationaal	Investeringen voor de plaat-sing van Ampacimons	nvt	Doorlopend	In uitvoering	
49	Amoco (Geel)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
50	Balen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2025	In uitvoering	Wijziging werkplanning
51	Beerse	Nieuw onderstation 150/15 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
52	Beerse - Rijkevorsel	Nieuwe kabel 150 kV	2020	2020	Gerealiseerd	
53	Beerse - Turnhout - Mol	Upgrade lijn voor uitbating op hogere spanning (150 kV)	2022	N/A	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
54	Burcht	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2026	In uitvoering	Wijziging werkplanning
55	Damplein	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	2025 - 2030	2030	In studie	
56	Ekeren	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
57	Heist-op- den-Berg	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2023	2028	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
58	Herentals	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	2025 - 2030"	2023	In uitvoering	Herziening onder-liggende hypothesen
59	Herentals - Heze	Nieuwe kabel 150 kV	2021	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
60	Herentals - Poederlee	Nieuwe kabel 150 kV	2025 - 2030	2030	In studie	
61	Hoogstraten	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA en transformator 150/15 kV van 50 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	
62	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nieuwe kabel 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
63	Lint	Bijkomende vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2034	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
64	Lint	Vervanging transformator 380/150 kV door een van 555 MVA en vervanging hoogspanning onderstation 380 kV	2025 - 2030	2034	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
65	Lint - Mortsel	Upgrade geleiders lijn 150 kV	2025 - 2030	N/A	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
66	Lint - Putte	Vervanging van de uitrustin-gen op de lijn 150 kV	2025 - 2030	2030	In studie	
67	Lint - Schelle	Upgrade geleiders lijn 150 kV	2025 - 2030	N/A	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
68	Malle	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2024	2026	Gepland	Wijziging werkplanning
69	Massenhoven	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2024	2032	Gepland	Herziening onder-liggende hypothesen
70	Massenhoven - Merksem	Vervanging lijn 150 kV	2023	2030	Gepland	Herziening onder-liggende hypothesen
71	Massenhoven - Poederlee	Vervanging bestaande lijn 150 kV door kempenlus	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
72	Meerhout	Oprichten van transformatie 150/15 kV met twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	2020	2020	Gerealiseerd	
73	Merksem	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2021	Gerealiseerd	
74	Merksem - Dam-plein	Verplaatsing kabels 150 kV naar nieuwe leidingentunnel	2021	2023	In uitvoering	Verkrijgen vergunning en nodige snijdingen
75	Merksem - Mortsel	Upgrade geleiders lijn 150 kV	2024	N/A	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
76	Mol - Poederlee	Vervanging bestaande lijn 150 kV door kempenlus	2023	2030	Gepland	Herziening onder-liggende hypothesen
77	Mortsel	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
78	Mortsel - Zurenborg	Vervanging kabel 150 kV	2021	2021	Gerealiseerd	
79	Oelegem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
80	Petrol (Antwerpen Zuid)	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA en vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2032	In studie	Wijziging werkplanning
81	Petrol (Antwerpen Zuid) - Zurenborg	Vervanging kabel 150 kV	2020	2020	Gerealiseerd	
82	Putte	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2024	2026	In studie	Wijziging werkplanning
83	Rijkevorsel	Afbraak onderstation 70 kV en vervanging transformator 70/15 kV door een nieuwe 150/15 kV 50 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	
84	Rijkevorsel	Nieuw onderstation 150 kV	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
85	Scheldelaan	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
86	Scheldelaan	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2032	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
87	Sidal (Duffel)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2023	2027	In studie	Wijziging werkplanning
88	Turnhout	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA in bestaand onderstation	2022	N/A	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
89	Wommelgem	Vervanging hoogspanning en laagspanning van het onderstation 150 kV	2023	2027	In studie	Optimalisatie via alternatieve oplossing
90	Zandvliet	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
91	Zevende Havendok	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2032	In studie	Wijziging werkplanning
92	Zwijndrecht	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2022	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
93	Bruegel - Héliport	Nieuwe kabel 150 kV	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning ten gevolge van de brand in de galerij Sainctelette
94	Bruegel - Sint-Agatha- Berchem	Nieuwe kabel 150 kV	2021	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
95	Dhanis	Vervanging transformator 150/36 kV 125 MVA door een van 125 MVA	na 2030	2030-2034	Gepland	
96	Elsene	Vervanging transformatoren 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	2022	2029	Gepland	Wijziging werkplanning en Herziening onder-liggende hypothesen
97	Héliport	Uitbouw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2021	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
98	Héliport - Molenbeek	Nieuwe kabel 150 kV	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning ten gevolge van de brand in de galerij Sainctelette

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
99	Héliport - Pachéco	Nieuwe kabel 150 kV	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning ten gevolge van de brand in de galerij Sainctelette
100	Keizer Karel	Nieuwe transformator 150/11 kV 50 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	
101	Molenbeek	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA	2024	2028	Gepland	Wijziging werkplanning
102	Molenbeek	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
103	Molenbeek - Sint-Agatha-Berchem	Nieuwe kabel 150 kV	2021	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
104	Quai Demets	Vervanging transformator 150/36 kV 70 MVA door een van 125 MVA	2025 - 2030	2028	Gepland	
105	Quai Demets - Zuid	Nieuwe kabel 150 kV	2025 - 2030	2028	Gepland	
106	Schaarbeek	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2023	2023	In uitvoering	
107	Schaarbeek	Vervanging transformator 150/36 kV van 125 MVA	2023	2023	In uitvoering	
108	Sint-Agatha-Berchem	Nieuw onderstation 150 kV	2021	2023	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
109	Vorst	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2024	2031	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
110	Zuid	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/36 kV door een van 125 MVA	2021	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
111	Antoing - Mouscron	Retrofit lijn 150 kV	2025 - 2030	N/A	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
112	Bascoup	Ontmanteling van het onderstation 70 kV en vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2022	2024	Gepland	Wijziging werkplanning
113	Baudour	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2024	2027	In studie	Wijziging werkplanning
114	Baudour - Chièvre	Retrofit lijn 150 kV	2023	2028	In studie	Wijziging werkplanning
115	Binche - Trivières	Nieuwe kabel 150 kV	2022	2028	In studie	Wijziging werkplanning
116	Binche - Trivières	Vervanging lijn (150 kV)	2022	2028	In studie	Wijziging werkplanning
117	Boel La Louvière	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en herstructurering 30 kV	2025 - 2030	2027	Gepland	
118	Chievres - Gaurain	Retrofit van de lijn 150 kV	2020	2023	Gepland	Wijziging werkplanning
119	Ciply	Herstructurering ondersta-tion (migratie gedeeltelijk naar 150 kV) en installatie nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2022	2024	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
120	Ciply - Pâturages	Nieuwe kabel 150 kV	2021	2025	Gepland	Verkrijgen vergunning
121	Couvin	Nieuwe onderstation 150 kV met een transformator 150/12 kV 50 MVA	na 2030	na 2030	In studie	
122	Dottenijs	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	Wijziging werkplanning
123	Fleurus	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	Wijziging werkplanning
124	Gaurain - Ruien	Retrofit van bestaande verbinding 150 kV	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
125	Gilly - Jumet - Gouy	Nieuwe verbinding 150 kV	2025 - 2030	2030	In studie	
126	Gosselies distribution	Creatie van een 2de 150 kV in-jectie naar middenspanning	2025 - 2030	N/A	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
127	Gouy	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
128	Gouy	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV en trans-formator 150/70 kV van 90 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
129	Gouy	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	2025 - 2030	2031	In studie	Wijziging werkplanning
130	Gouy	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	2025 - 2030	2031	In studie	Wijziging werkplanning
131	Gouy - Monceau	Retrofit lijn 150 kV	2025 - 2030	2034	In studie	Wijziging werkplanning
132	Hanzinelle	Nieuwe onderstation 150 kV met een transformator 150/70 kV 145 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
133	Harchies - Quevaucamps	Vervanging lijn 150 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
134	Harmignies	Nieuwe transformatoren 150/10 kV van 40 MVA in nieuw onderstation	2022	2025	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
135	Harmignies - Ciply	Upgrade lijn om een uitba-ting op een hogere spanning op een draarstel mogelijk te maken (150 kV)	2022	2024	Gepland	Verkrijgen vergunning
136	Harmignies - Ville-sur-Haine	Uitbating van tweede draadstel van bestaande lijn op 150 kV	2021	2024	Gepland	Verkrijgen vergunning
137	Jemappes	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2024	2025	Gepland	Wijziging werkplanning
138	Jumet	Twee nieuwe transformato-ren 150/10 kV van 40 MVA in bestaand onderstation 150 kV	2025 - 2030	2030	In studie	
139	Marche-lez-Écaussinnes	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020	2022	In uitvoering	Wijziging werkplanning
140	Marquain	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2026	In studie	Wijziging werkplanning
141	Moeskroen	Vervanging hoogspanning en laagspanning door een nieuwe GIS onderstation 150 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
142	Moeskroen - Wevelgem	Vervanging geleiders lijn 150 kV	2023	2027	In studie	Wijziging werkplanning
143	Monceau	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2030	In studie	Wijziging werkplanning
144	Montignies - Hanzinelle - Neuville	Nieuwe kabel 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
145	Neuville	Nieuwe onderstation 150 kV met een nieuwe transfor-mator 150/11 kV 50 MVA en een shunt reactor 150 kV 75 Mvar, en aansluiting van de verbindingen 150 kV en de bestaande transformator 150/70 kV op dit onderstation	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
146	Neuville - Couvin	Twee nieuwe kabels 150 kV (uitbating 70 kV)	na 2030	2035	In studie	
147	Pâturages	Herstructurering ondersta-tion (migratie gedeeltelijk naar 150 kV) en installatie nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2021	2025	Gepland	Wijziging werkplanning
148	Tergnée	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2032	In studie	Wijziging werkplanning
149	Thuillies	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA in af-takking op een bestaande lijn	2021	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
150	Thy-le- Château	Nieuwe transformator 150/70 kV 90 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
151	Thy-le-Château - Hanzinelle	Nieuwe kabel 150 kV (uitbating 70 kV)	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
152	Thy-le-Château - Solre	Twee nieuwe kabels 150 kV (waarvan een uitgebaat op 70 kV)	na 2030	2035	In studie	Wijziging werkplanning

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
153	Trivières	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2022	2023	Beslist	Wijziging werkplanning
154	Ville-sur- Haine	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA, nieuwe transformator 150/70 kV 90 MVA en vervanging deel II hoogspanning en laagspan-ning onderstation 150 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
155	Beringen	Afbraak onderstation 70 kV en vervanging transforma-toren 70/10 kV door nieuwe 150/10 kV 40 MVA	2023	2031	In studie	Wijziging werkplanning
156	Beringen	Vervanging hoogspanning en laagspanning ondersta-tion 150 kV en transformator 150/10 kV door een nieuwe van 40 MVA	2021	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
157	Beringen - Tessenderlo Industriepark	Nieuwe kabel 150 kV	2023	2031	In studie	Wijziging werkplanning
158	Brustem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2031	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
159	Eisden	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV door een nieuwe van 145 MVA	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
160	Eisden	Vervanging transformator 150/10 kV door een van 40 MVA	2023	nvt	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
161	Godsheide	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2021	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
162	Hercules (Beringen)	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2021	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
163	Herderen (Riemst)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2024	2028	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
164	Lanaken	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2023	2023	In uitvoering	
165	Langerlo	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2023	In uitvoering	Uitstel van de klant
166	Langerlo - Stalen	Vervanging van de geleiders lijn 150 kV	2025 - 2030	2030	In studie	Wijziging werkplanning
167	Lommel	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2031	Beslist	Herziening onder-liggende hypothesen
168	Lummen	Afbraak lijn 70 kV en vervan-ging transformator 70/10 kV door een transformator 150/10 kV van 40 MVA	2023	2031	In studie	Wijziging werkplanning
169	Overpelt	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2021	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
170	Stalen	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV door een nieuwe van 145 MVA	2022	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
171	Stalen - Eisden	Vervanging van de geleiders lijn 150 kV	2025 - 2030	2027	In studie	Wijziging werkplanning
172	Tessenderlo Industriepark	Nieuwe transformator 150/70 kV in bestaand onderstation 150 kV	2023	2031	In studie	Wijziging werkplanning
173	Amel	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bes-taand onderstation	2023	2026	In studie	Wijziging werkplanning
174	Amel - Sankt-Vith	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadss-tellen	na 2030	2031	In studie	Wijziging werkplanning
175	Amel - Stephanshof	Ontkoppeling van de twee draadstellen 110 kV	2023	2026	In uitvoering	
176	Ans	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	2023	NA	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
177	Avernas	Vervanging laagspanning van het onderstation 150 kV	2022	2024	Beslist	Wijziging werkplanning
178	Awirs	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	2022	N/A	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
179	Awirs	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2024	2029	In studie	Wijziging werkplanning
180	Awirs - Rimière	Ontmanteling van de lijn 150 kV	2023	2024	Beslist	Wijziging werkplanning
181	Bévercé	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	2023	2024	Beslist	Wijziging werkplanning
182	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadss-tellen	2023	2023	In uitvoering	
183	Bressoux	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2024	2025	In studie	Wijziging werkplanning
184	Bronrome - Heid-de- Goreux	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadss-tellen	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
185	Brume	Nieuwe transformator 380/110 kV van 300 MVA	2022	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
186	Brume	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 220 kV	2022	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
187	Brume	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV	2021	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
188	Brume - Trois-Ponts	Ontkoppeling van de twee draadstellen 110 kV	2023	2023	In uitvoering	
189	Butgenbach	Nieuwe transformator 110/15 kV in bestaand onders-tation	2023	2024	Beslist	Wijziging werkplanning
190	Cheratte	Twee nieuwe transformato-ren 150/15 kV van 50 MVA en vervanging laagspanning en hoogspanning onderstation 150 kV	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
191	Eupen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2024	2030	In studie	Wijziging werkplanning
192	Hannuit	Nieuw onderstation met een transformator 150/70 kV van 90 MVA en twee transforma-toren 150/15 kV van 50 MVA	2021	2025	Beslist	Wijziging werkplanning
193	Haute-Sarte	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2023	2028	Gepland	Wijziging werkplanning
194	Heid-de-Goreux	Uitbreiding onderstation op 110 kV (uitbating op 70 kV)	2024	2029	In studie	Wijziging werkplanning
195	Houffalize	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2023	2025	Gepland	Wijziging werkplanning
196	Jupille	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2022	2022	Gerealiseerd	
197	Leval	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2021	2025	Beslist	Wijziging werkplanning
198	Lixhe	Aanpassingen lijn 150 kV: bretelleringswerken	2020	2020	Gerealiseerd	
199	Lixhe	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2022	2025	Gepland	Wijziging werkplanning
200	Romsée	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
201	Romsée, Houffalize, Seraing	Verplaatsing van de transfor-mator 220/70/15 van 90 MVA van Romsée naar Houffalize Verplaatsing van de transfor-mator 220/70/15 van 60 MVA van Houffalize naar Seraing	2021	2021	Gerealiseerd	
202	Sart-Tilman	Nieuwe kabel 220 kV (aftak-king van de transformator 220/70/70 kV op de lijn Seraing - Romsée)	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
203	Sart-Tilman	Verplaatsing van de trans-formator 220/70/70 kV van 2*80 MVA van Jupille naar Sart-Tilman	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
204	Tihange	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	2021	2025	Beslist	Herziening onder-liggende hypothesen
205	Trois-Ponts	Nieuwe onderstation 110 kV en nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA	2022	2022	Gerealiseerd	
206	Vottem	Aanpassingen lijn 150 kV: bretelleringswerken	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
207	Aubange - Villeroux	Herstellingen funderingen lijn 220 kV - 2de fase	2021	2025	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen en wijziging werkplanning
208	Bomal	Nieuwe transformator 220/70 kV van 110 MVA in aftakking op lijn Rimière - Villeroux	na 2030	2032	In studie	Wijziging werkplanning
209	Bomal	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
210	Fays-les Veneurs - Orgeo	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draads-stellen	2025 - 2030	2031	In studie	Wijziging werkplanning
211	Fays-les- Veneurs	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2021	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
212	Latour	Nieuwe transformator 220/15 kV van 50 MVA	2025 - 2030	2028	Gepland	
213	Marcourt	Herstructurering onderstation 220 kV	na 2030	2032	In studie	
214	Neufchâteau	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2021	2022	In uitvoering	Wijziging werkplanning
215	Neufchâteau - lijn Orgéo - Villeroux	Nieuwe kabel 110 kV	2022	2025	Gepland	Wijziging werkplanning
216	Orgeo	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2023	2025	In uitvoering	Wijziging werkplanning
217	Sankt-Vith	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
218	Villeroux	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 220 kV	2022	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
219	Villers-sur- Semois	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2023	2029	Gepland	Wijziging werkplanning
220	Auvelais	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2023	2026	Gepland	Wijziging werkplanning
221	Auvelais - Gembloers	Versterking op 150 kV van de verbinding	2022	2022	In uitvoering	
222	Bois-de- Villers - Fosse-La- Ville	Nieuwe lijn 110 kV	2025 - 2030	na 2034	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
223	Champion	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	2023	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
224	Florée - Miécret	Nieuwe lijn 110 kV	2023	na 2034	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
225	Hastière - Pondrome	Upgrade lijn om een uitba-ting op een hogere spanning mogelijk te maken (110 kV)	2024	2025	Beslist	Wijziging werkplanning
226	Les Isnes	Nieuwe transformator 110/12 kV van 40 MVA in antenne op Leuze	na 2030	na 2034	In studie	Uitstel van de klant
227	Leuze - Waret	Vervanging en upgrade on-derstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	na 2030	na 2034	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
228	Marche- les-Dames	Vervanging en upgrade on-derstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2021	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
229	Miecret	Vervanging en upgrade on-derstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2024	2029	Gepland	Wijziging werkplanning
230	Seilles	Vervanging en upgrade on-derstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2024	2028	Gepland	Wijziging werkplanning
231	Warnant	Vervanging en upgrade on-derstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2021	2023	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
232	Aalst	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV van 125 MVA door een van 145MVA	2023	2026	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
233	Aalst Noord	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2024	2027	In studie	Wijziging werkplanning
234	Aalter	Vervanging laagspanning en hoogspanning onderstation 150 kV	2021	2021	Gerealiseerd	
235	Aalter Bekaertlaan	Vervanging van een transfor-mator 150/36 kV 65 MVA door een nieuwe van 125 MVA	2024	2028	In studie	Wijziging werkplanning
236	Deinze	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
237	Deinze - Ruien	Vervanging geleiders lijn 150 kV	2025 - 2030	2031	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
238	Doel	Vervangingen langskop-pelingen, hoospanning en laagspanning onderstation 380 kV	2022	2022	Gerealiseerd	
239	Doel - Mercator	Aanpassingen pylonen lijn 150 kV voor Saeftinghedok	2023	nvt	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
240	Doel - Mercator	Aanpassingen pylonen lijn 380 kV voor Saeftinghedok	2023	2026	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
241	Drongen	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/36 kV 65 MVA door een nieuwe van 125 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	
242	Eeklo Pokmoer	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV, en van de transfoma-toren 150/36 kV 65 MVA door nieuwe van 125 MVA	2023	2028	In studie	Wijziging werkplanning
243	Eeklo Pokmoer - Langer - Brugge	Vervanging geleiders lijn 150 kV	2025 - 2030	2035	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
244	Flora (Merelbeke)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
245	Heimolen	Herstructurering onderstа-tion en vervanging laagspan-ning onderstation 150 kV	2022	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
246	Kennedylaan	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2024	2026	In studie	Wijziging werkplanning
247	Kluizendok (Gent)	Nieuwe transformator 150/36 kV 125 MVA op nieuwe site in aftakking op bestaande lijn 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
248	Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Verplaatsen masten lijn 150 kV	2020	N/A	Geannuleerd	Uitstel van de klant
249	Lokeren Vijgenstraat	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2023	2027	In studie	Wijziging werkplanning
250	Mercator (Kruibeke)	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV omwille van nieuwe netstructuur 380 kV	2020	2020	Gerealiseerd	
251	Merchtem	Vervanging laagspanning on-derstation 150 kV, transforma-tor 150/70 kV en transforma-tor 150/15 kV	2025 - 2030	2028	In studie	
252	Ninove	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	
253	Oudenaarde	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2023	2027	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
254	Ringvaart	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2022	2027	In studie	Wijziging werkplanning
255	Ruien	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020	2025	In uitvoering	Wijziging werkplanning
256	Sint-Gillis - Dendermonde	Nieuw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2025 - 2030	2028	In studie	
257	Wortegem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/10 kV van 40 MVA	2023	2025	In studie	Wijziging werkplanning
258	Zele Industrie	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
259	Bruegel	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2021	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
260	Bruegel	Vervanging hoogspanning onderstation 380 kV	2023	2028	In studie	Wijziging werkplanning
261	Bruegel - Dilbeek	Vervanging lijn 150 kV	2025 - 2030	na 2034	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
262	Bruegel - Verbrande Brug	Vervanging geleiders en uitrustingen lijn 150 kV	2025 - 2030	2030-2034	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
263	Diest	Nieuwe transfo 150/70 kV 145 MVA	2025 - 2030	nvt	Geannuleerd	Herziening onder-liggende hypothesen
264	Diest	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2023	2029	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
265	Diest - Meerhout	Nieuwe kabel 150 kV	2025 - 2030	N/A	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
266	Dilbeek	Afbraak onderstation 150 kV	2023	2026	In studie	Wijziging werkplanning
267	Drogenbos - Buizingen	Vervanging volledige lijn 150 kV - Herstructurering 150 kV	2020	2022	In uitvoering	Wijziging werkplanning
268	Eizeringen	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA in aftakking op bestaande lijn	2021	2023	In uitvoering	Herziening onder-liggende hypothesen
269	Gasthuisberg (Leuven)	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA en nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2020	2020	Gerealiseerd	
270	Grimbergen	Vervanging laagspanning en bepaalde hoogspan-ningstoestellen onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	
271	Heist-op- den-Berg	Nieuw onderstation 150 kV en nieuwe transfo 150/10 kV 40 MVA	2025 - 2030	2028	In studie	
272	Kobbegem	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in aftak-king op bestaande lijn	2024	2027	Gepland	Wijziging werkplanning
273	Lint - Verbrande Brug	Vervanging van de uitrustin-gen 150 kV lijn	2025 - 2030	2030	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
274	Machelen	Vervanging twee transforma-tor 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	2025 - 2030	2029	Gepland	
275	Machelen - Woluwe	Nieuwe kabel 150 kV ter vervanging van een oude oliekabel	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
276	Relegem	Ontmanteling 150 kV-aftak-king, 150 kV-onderstation en transformator 150/36 kV	2024	2027	In studie	Wijziging werkplanning
277	Sint- Genesius-Rode	Vervanging laagspanning on-derstation 150 kV en plaatsen van een tweede transforma-tor 150/36 kV 125 MVA	2021	2024	In uitvoering	Herziening onder-liggende hypothesen
278	Tienen	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	2020	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
279	Verbrande Brug	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV en 150 kV	2022	2026	In uitvoering	Optimalisatie via alternatieve oplossing

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
280	Verbrande Brug - Vilvoorde Havendoklaan	Nieuwe kabel 150 kV ter vervanging van een oude oliekabel	2025 - 2030	2024	In studie	Synergie met andere werken
281	Wespelaar	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
282	Eigenbrakel	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2022	N/A	Geannuleerd	Opgenomen in ID 1001 FOP 2024-2034
283	Korbeek	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en herstructurering 36 kV	2025 - 2030	2029	In studie	Wijziging werkplanning
284	Nijvel	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	Wijziging werkplanning
285	Oostkerk	Uitbreiding onderstation 150 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
286	Oostkerk	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
287	Oostkerk - Buizin-gen	Vervanging lijn 150 kV door een kabel	2021	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
288	Oostkerk - Gouy	Vervanging lijn 150 kV	2023	N/A	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
289	Waterloo	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	
290	Waterloo - Eigenbrakel	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA aangesloten op nieuwe kabel 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
291	Beerst	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
292	Beveren	Toevoeging nieuw 150 kV lijn-veld en vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2022	N/A	Geannuleerd	Opgenomen in ID 1102 FOP 2024-2034
293	Beveren - Pittem	Upgrade bestaande 70 kV lijn om een uitbating op 150 kV mogelijk te maken	2022	N/A	Geannuleerd	Opgenomen in ID 1101 FOP 2024-2034
294	Brugge Waggelwater - Slijkens	Herstellingswerken 150 kV lijn	2020	2022	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
295	Brugge Waggelwater - Slijkens	Vervanging van de bestaande lijn 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	
296	Desselgem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020	2021	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
297	Harelbeke	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2024	2028	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
298	Heule	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	
299	Ieper	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2023	2023	In uitvoering	
300	Ieper Noord	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
301	Izegem	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2022	2023	In uitvoering	Wijziging werkplanning
302	Izegem - Harelbeke - Desselgem	Vervanging lijn 150 kV	na 2030	2035	In studie	
303	Koksijde	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2025 - 2030	2029	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
304	Koksijde	Uitbreiding van onderstation 150 kV met nieuwe transfor-mator 150/11 kV van 50 MVA	2025 - 2030	2026	In uitvoering	
305	Koksijde - Slijkens	Nieuwe stroombeperkend element (shuntreactor of dwarsregeltransformator 150/150 kV)	2021	2026	In uitvoering	Wijziging werkplanning
306	Kuurne	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	

ID – FOP 2020 – 2030	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMESTELLING	VOORZIENE INDIENSTNAME-STELLING	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
307	Menen West	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2024	2029	In studie	Wijziging werkplanning
308	Neerwaasten	Uitbreiding van onderstation 150 kV met twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	2023	2026	In uitvoering	Wijziging werkplanning en verkrijgen vergunning
309	Neerwaasten - Wevelgem	Nieuwe kabel 150 kV	2023	2025	In uitvoering	Wijziging werkplanning
310	Oostrozebeke	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2030	In studie	
311	Pittem	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA en Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2022	N/A	Geannuleerd	Opgenomen in ID 1101 FOP 2024-2034
312	Pittem	Vervanging transformator 150/10 kV van 40 MVA	2022	N/A	Geannuleerd	Opgenomen in ID 1101 FOP 2024-2034
313	Rumbeke	Twee nieuwe transformato-ren 150/15 kV van 50 MVA en vervangingen van hoogspan-ning en laagspanning onderstation 150 kV	2023	2030	In studie	Wijziging werkplanning
314	Sint-Baafs- Vijve	Vereenvoudigen 70 kV en uitbreiding/ Vervanging onderstation 150 kV	2021	2027	In studie	Wijziging werkplanning
315	Slijkens	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	
316	Tielt	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2029	In studie	
317	West- Rozebeke	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2025 - 2030	2028	In studie	
318	Wevelgem	Vervanging hoogspanning en laagspanning van ondersta-tion 150 kV	2023	2024	In uitvoering	Wijziging werkplanning
319	Zedelgem	Nieuw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2025 - 2030	2033	In studie	Herziening onder-liggende hypothesen
320	Zeebrugge	Vervanging twee transforma-toren 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	2025 - 2030	2028	In studie	

7.7 CBA Nautilus

ELIA

SCENARIO		2030 EP	2030 FF55	2030 REEU	2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs < 500 €/MWh)		50	150	210	70	160	170	190	190	80	140	180	210	200
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs > 500 €/MWh)		60	160	230	100	220	230	250	240	110	210	240	290	320
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		90	180	250	120	190	180	220	210	110	190	170	260	240
Variatie in CO_2-emissies [kTON per jaar]		-600	-900	-1100	-600	-300	-700	-800	-300	-500	-300	-700	-700	-300
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies [M€ per jaar]	High	80	70	90	170	70	150	170	70	210	110	240	240	110
	Central	30	0	0	70	20	40	40	20	100	40	80	80	40
Integratie HEB [GWh per jaar]		< 100	700	1.300	200	200	500	700	400	600	700	900	1.000	1.100

TYNDP Full area (PINT)

SCENARIO		2030 NT	2030 DE	2030 DEGS	2040 DE
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		144	145	341	142
Netverliezen [GWh per jaar]		359	359	NA	NA
Netverliezen [M€ per jaar]		-21	-23	NA	NA
Variatie in CO_2 emissies - Netverliezen [kTON per jaar]		110	130	NA	NA
Variatie in CO_2-emissies - Markt [kTON per jaar]		-753	-904	-962	-168
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Markt [M€ per jaar]	High	90	100	107	63
	Central	23	2	21	25
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Netverliezen [M€ per jaar]	High	-13	-14	NA	NA
	Central	-3	-3	NA	NA
Integratie HEB [GWh per jaar]		1.086	267	459	1.064

7.8 CBA Van Eyck - Maasbracht

ELIA

SCENARIO		2030 EP	2030 FF55	2030 REEU	2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs < 500 €/MWh)		10	0	0	0	0	20	20	10	10	30	50	50	40
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs > 500 €/MWh)		10	0	10	0	10	30	30	20	20	30	60	60	70
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		30	50	60	40	70	80	80	90	60	100	90	140	120
Variatie in CO_2-emissies [kTON per jaar]		-200	-200	-200	-200	-100	-300	-300	-200	-300	-300	-300	-300	-300
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies [M€ per jaar]	High	30	20	20	50	30	70	70	40	130	110	110	110	110
	Central	10	0	0	20	10	20	20	10	60	40	40	40	40
Integratie HEB [GWh per jaar]		100	300	500	< 100	100	800	600	100	500	< 100	1300	2000	600

TYNDP Full area (PINT)

SCENARIO		2030 NT	2030 DE	2030 DEGS	2040 DE
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		10	19	27	35
Netverliezen [GWh per jaar]		108	108	NA	NA
Netverliezen [M€ per jaar]		-4	-5	NA	NA
Variatie in CO_2 emissies - Netverliezen [kTON per jaar]		122	26	NA	NA
Variatie in CO_2-emissies - Markt [kTON per jaar]		-4	-106	0	-61
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Markt [M€ per jaar]	High	90	12	0	23
	Central	23	2	0	9
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Netverliezen [M€ per jaar]	High	-13	-3	NA	NA
	Central	-3	-1	NA	NA
Integratie HEB [GWh per jaar]		190	315	299	NA

7.9 CBA Offshore Energy Hub

ELIA

SCENARIO		2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs < 500 €/MWh)		10	50	60	80	50	10	40	60	80	70
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs > 500 €/MWh)		10	50	60	80	50	10	40	60	90	70
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		30	40	20	30	40	30	40	20	40	40
Variatie in CO_2-emissies [kTON per jaar]		-200	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies [M€ per jaar]	High	50	30	30	30	30	40	30	30	30	30
	Central	20	10	10	10	10	20	10	10	10	10
Integratie HEB [GWh per jaar]		100	100	100	100	200	100	100	100	100	100

7.10 CBA BE-DE II

ELIA

SCENARIO		2030 EP	2030 FF55	2030 REEU	2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs < 500 €/MWh)		20	60	100	20	40	60	70	50	40	50	70	80	90
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs > 500 €/MWh)		20	60	110	40	60	70	70	60	50	50	70	100	90
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		60	140	210	80	110	160	150	120	110	130	210	210	160
Variatie in CO_2-emissies [kTON per jaar]		-500	-600	-500	-700	-200	-600	-500	-200	-600	-100	-200	-100	-100
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies [M€ per jaar]	High	60	50	40	200	40	130	110	40	260	30	70	30	30
	Central	20	0	0	90	10	30	30	10	120	10	20	10	10
Integratie HEB [GWh per jaar]		200	500	400	300	300	800	700	600	200	600	800	700	800

TYNDP Full area (PINT)

SCENARIO		2030 NT	2030 DE	2030 DEGS	2040 DE
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		26	52	84	114
Netverliezen [GWh per jaar]		NA	NA	NA	NA
Netverliezen [M€ per jaar]		NA	NA	NA	NA
Variatie in CO_2 emissies - Netverliezen [kTON per jaar]		NA	NA	NA	NA
Variatie in CO_2-emissies - Markt [kTON per jaar]		-152	-335	-148	-182
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Markt [M€ per jaar]	High	19	37	16	68
	Central	5	7	3	27
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Netverliezen [M€ per jaar]	High	NA	NA	NA	NA
	Central	NA	NA	NA	NA
Integratie HEB [GWh per jaar]		196	214	232	1352

7.11 CBA Lonny - Achêne - Gramme

ELIA

SCENARIO		2030 EP	2030 FF55	2030 REEU	2035 EP	2035 FLEX+	2035 GI	2035 LRES	2035 E-PROS	2040 EP	2040 FLEX+	2040 GI	2040 LRES	2040 E-PROS
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs < 500 €/MWh)		30	40	40	20	50	30	50	40	20	30	20	40	10
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs > 500 €/MWh)		40	50	50	30	50	30	50	50	20	30	20	50	80
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		70	110	140	50	110	80	110	130	60	140	90	150	140
Variatie in CO_2-emissies [kTON per jaar]		-600	-600	-600	-400	-400	-400	-500	-300	-300	-300	-300	-400	-200
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies [M€ per jaar]	High	80	50	50	110	80	80	110	70	130	110	110	140	70
	Central	30	0	0	50	20	20	30	20	60	40	40	50	20
Integratie HEB [GWh per jaar]		< 100	200	400	100	100	300	400	400	300	300	500	800	800

TYNDP Full area (PINT)

SCENARIO		2030 NT	2030 DE	2030 DEGS	2040 DE
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		44	100	146	133
Netverliezen [GWh per jaar]		465	465	NA	NA
Netverliezen [M€ per jaar]		-21	-23	NA	NA
Variatie in CO_2 emissies - Netverliezen [kTON per jaar]		119	102	NA	NA
Variatie in CO_2-emissies - Markt [kTON per jaar]		-383	-632	-588	-290
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Markt [M€ per jaar]	High	46	70	65	109
	Central	11	14	13	42
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Netverliezen [M€ per jaar]	High	-14	-11	NA	NA
	Central	-4	-2	NA	NA
Integratie HEB [GWh per jaar]		334	61	113	1164

7.12 CBA TritonLink

ELIA

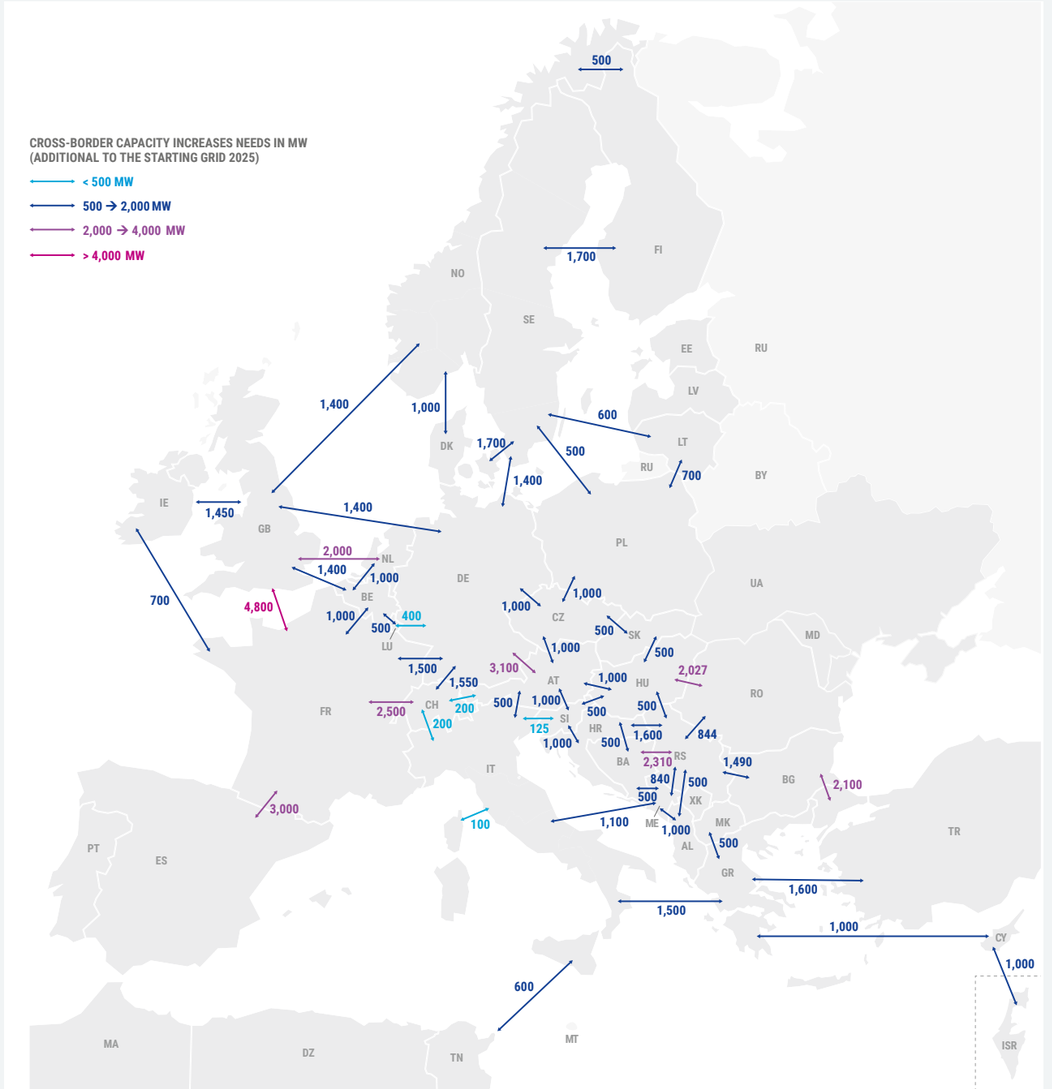
		2030			2035					2040				
SCENARIO		**EP**	**FF55**	**REEU**	**EP**	**FLEX+**	**GI**	**LRES**	**E-PROS**	**EP**	**FLEX+**	**GI**	**LRES**	**E-PROS**
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs < 500 €/MWh)		70	150	160	70	210	210	280	230	60	210	190	270	240
Toename van de Belgische Welvaart [M€ per jaar] (marktprijs > 500 €/MWh)		80	160	170	90	220	240	310	240	90	240	230	320	340
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		90	260	300	120	340	350	470	370	150	380	330	450	430
Variatie in CO_2-emissies [kTON per jaar]		-3.200	-2.700	-2.400	-2.800	-1.900	-1.800	-2.100	-2.000	-2.100	-1.200	-1.300	-1.400	-1.400
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies [M€ per jaar]	High	410	210	190	790	400	380	440	430	910	410	460	490	490
	Central	130	0	0	340	100	90	110	110	430	140	160	170	170
Integratie HEB [GWh per jaar]		9.900	10.300	10.000	10.400	10.600	10.300	10.300	10.600	9.800	10.200	10.000	10.200	10.000

TYNDP Full area (PINT)

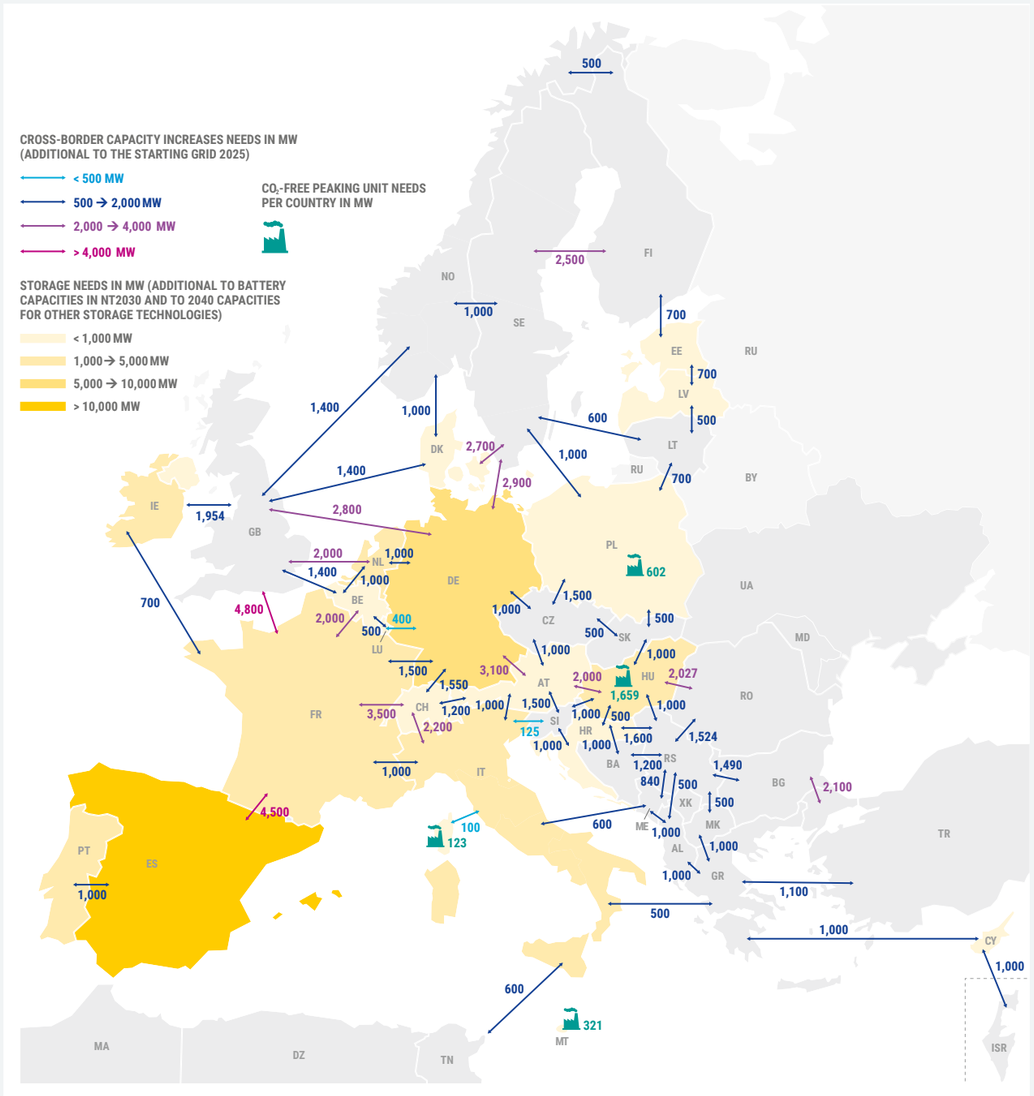
		2030			2040
SCENARIO		**NT**	**DE**	**DEGS**	**DE**
Toename van de Europese Welvaart [M€ per jaar]		139	267	504	346
Netverliezen [GWh per jaar]		898	898	NA	NA
Netverliezen [M€ per jaar]		-43	-43	NA	NA
Variatie in CO_2 emissies - Netverliezen [kTON per jaar]		17	256	NA	NA
Variatie in CO_2-emissies - Markt [kTON per jaar]		-2521	-2580	-2934	-738
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Markt [M€ per jaar]	High	300	286	326	277
	Central	76	57	65	108
Additionele welvaart t.g.v. variatie in CO_2-emissies - Netverliezen [M€ per jaar]	High	-2	-28	NA	NA
	Central	-1	-6	NA	NA
Intégration de SER [GWh par an]		12844	12218	12242	8853

7.13 Figuren

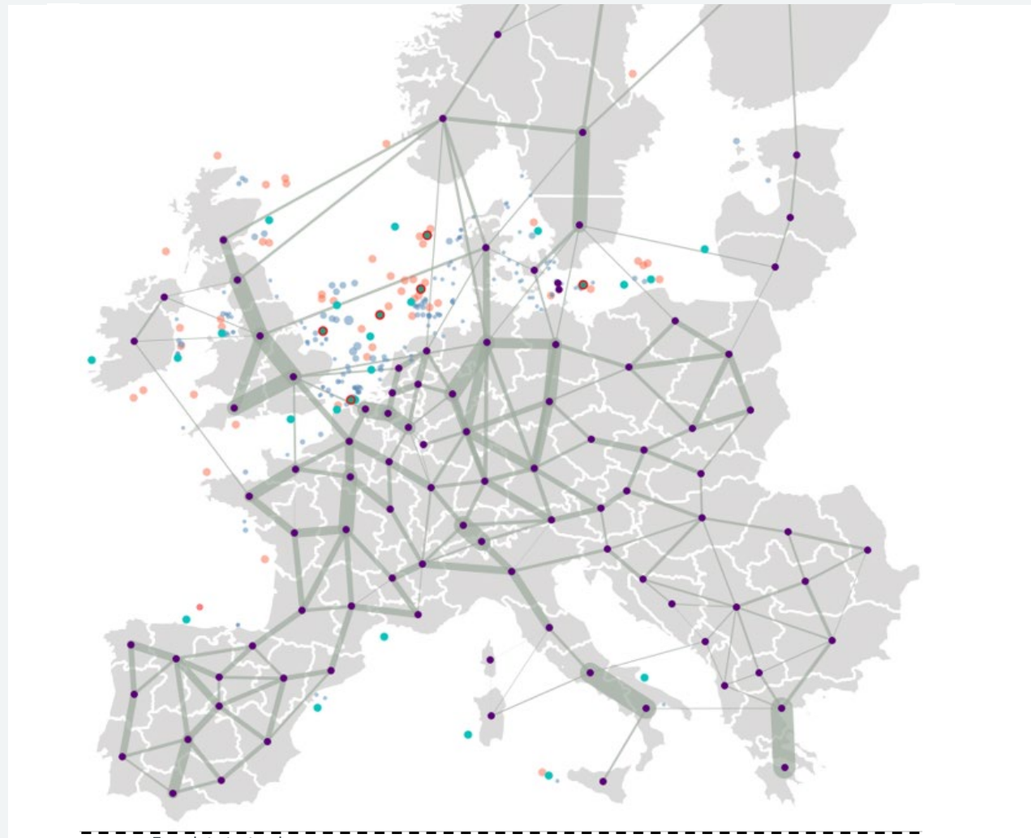
FIGUUR 3.3: IOSN 2022 RESULTATEN OP DE 2030 HORIZON IN HET SCENARIO "NATIONAL TRENDS"



FIGUUR 3.4: IOSN 2022 RESULTATEN OP DE 2040 HORIZON IN HET SCENARIO "NATIONAL TRENDS"



FIGUUR 3.7: ZONAAL MODEL & OFFSHORE HEB-POTENTIEEL VOOR KARI IOSN-STUDIE TEGEN 2035



7.14 Afkorting

AC	Wisselstroom
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Directive
AIS	Air Insulated Substation / Switchgear
BESS	Battery Energy Storage System
BKG	Broeikasgas
CAPEX	Capital Expenditure
CBA	Cost-Benefit Analysis
CCMD	Consumer-Centric Market Design
CCS	Afvang en opvang van koolstof
CEF	Connecting Europe Facility
CEP	Clean Energy Package
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
CRM	Capaciteit Remuneratie Mechanisme
DC	Gelijkstroom
DNB	Distributienetbeheerder
DSR	Demande Side Response
EED	Energy Efficiency Directive
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESR	Effort Sharing Regulation
ETS	Emission Trading Scheme
GIS	Gas Insulated Substation / Switchgear
HEB	Hernieuwe Energiebronnen
HEB-E	Hernieuwbare Energiebronnen - Elektrisch
HTLS	High Temperature Low Sag
HVAC	Hoge spanning wisselstroom
HVDC	Hoge spanning gelijkstroom
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
IoSN	Identificatie van systeembehoeften
HVDC	Hoge spanning gelijkstroom
IP	Internet Protocol
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
NEKP	Nationaal Energie- en Klimaatplan
NID	Nature Inclusive design
OCGT	Open Cyclus Gasturbine
PGB	Project van gemeenschappelijk belang
PMI	Project of Mutual Interest
RFNBO	Renewable fuels of non biological origin
SEW	Socio-economische welvaart
STEG	Stoom- en Gasturbine
TCP	Transmission Control Protocol
TDM	Time Division Multiplexing
TEN-E	Trans-European Networks for Energy
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
WAN	Wide Area Network

7.15 Bronnen

BRON	REFERENCE ID	LINK
4COffshore	[4CO-1]	https://www.4coffshore.com/
Applied Energy	[AEN-1]	https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115463
Belgium - Klimaat	[BEL-1]	https://klimaat.be/2050-nl
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium	[BEL-2]	https://news.belgium.be/nl/wijziging-van-de-wet-over-de-kernuitstap
Belgium - NEK / PNEC	[BEL-3]	https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl/wat-is-het-nekp#het-definitief-plan
Belgium - Thomas Dermine	[BEL-4]	https://dermine.belgium.be/sites/default/files/articles/NL%20-%20Nationaal%20plan%20voor%20herstel%20een%20veerkracht_1.pdf
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-5]	https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_verzekeren_van_de_bevoorrading
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-5]	https://www.tinnevanderstraeten.be/energiedoorbraak_versnellen_energietransitie_en_verzekeren_van_de_bevoorrading
Belgium - Klimaat	[BEL-6]	https://klimaat.be/doc/climate-neutral-belgium-by-2050-report.pdf
Belgium - Tinne Van der Straeten	[BEL-7]	https://d3n8a8pro7vhmx.cloudfront.net/tinnevanderstraeten/pages/133/attachments/original/1635844064/H2_strategie_NL.pdf?1635844064
Belgique - Koninklijk besluit - Arrêté royal	[BEL-8]	https://www.health.belgium.be/sites/default/files/uploads/fields/fpshealth_theme_file/arrete_royal_paem_2020.pdf
Best Paths	[BSP-1]	http://www.bestpaths-project.eu/
Climate Action Tracker	[CAT-1]	https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/
European Council	[CEU-1]	https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#:~:text=Fit%20for%2055%20refers%20to%20the%20EU%E2%80%99s%20target,framework%20for%20reaching%20the%20EU%27s%20climate%20objectives%2C%20which%3A
Climact	[CMT-1]	https://climact.com/wp-content/uploads/2020/06/Climact_Target_Emissions_report_FINAL.pdf
CREG	[CRG-1]	https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Varia/E-AutProd.pdf
Denmark	[DEN-1]	https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The Esbjerg Declaration (002).pdf
Denmark	[DEN-1]	https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The Esbjerg Declaration (002).pdf
Denmark	[DEN-1]	https://kefm.dk/Media/637884617580584404/The Esbjerg Declaration (002).pdf
Energinet Denmark	[EDK-1]	https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Long-term-development-power-grid
EnergyVille	[EGV-1]	https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische
EnergyVille	[EGV-1]	https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische
EnergyVille	[EGV-2]	https://www.energyville.be/en/press/expert-talk-high-penetration-wind-and-sun-possible-minimal-costs-grid-reinforcement
e-Highway	[EHI-1]	https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/factsheet-e-highway2050-modular-development-plan-of-the-pan-european-transmission-system-2050/
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210701_adequacy-flexibility-study-2021_en_v2.pdf

BRON	REFERENCE ID	LINK
ELIA	[ELI-10]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_201_meteofrance_userguide.pdf
ELIA	[ELI-11]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200603_total-electricity-demand-forecasting_en.pdf
ELIA	[ELI-12]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20201120_accelerating-to-net-zero-redefining-energy-and-mobility.pdf?la=nl
ELIA	[ELI-13]	https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/%20documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210618_ELIA_CCMD-white-paper_EN.pdf
ELIA	[ELI-14]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20191212_future_proofing_eu_system_2030.pdf
ELIA	[ELI-15]	https://www.elia.be/nl/publieecaties/studies-en-rapporten
ELIA	[ELI-16]	https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/projets-infrastructure/brabo-III
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/en/users-group/task-force-scenarios
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/en/users-group/wg-belgian-grid/task-force-scenarios
ELIA	[ELI-3]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf
ELIA	[ELI-3]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf
ELIA	[ELI-3]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20211203_roadmap-to-net-zero_en.pdf
ELIA	[ELI-4]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism
ELIA	[ELI-4]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/capacity-remuneration-mechanism
ELIA	[ELI-5]	https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/strategic-reserves
ELIA	[ELI-6]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies
ELIA	[ELI-6]	https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/adequacy/adequacystudies
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
ELIA	[ELI-8]	https://www.elia.be/nl/infrastructuur-en-projecten/investeringsplannen
ELIA	[ELI-9]	https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report
ELIA	[ELI-9]	https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report
ENTSOG	[ENG-1]	https://www.entsog.eu/methodologies-and-modelling#consistent-and-interlinked-electricity-and-gas-model
ENTSO-E	[ENT-1]	https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/
ENTSO-E	[ENT-10]	https://docstore.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx
ENTSO-E	[ENT-11]	https://tyndp.entsoe.eu/documents/
ENTSO-E	[ENT-12]	https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom
ENTSO-E	[ENT-13]	https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser
ENTSO-E	[ENT-2]	https://tyndp.entsoe.eu/
ENTSO-E	[ENT-2]	https://tyndp.entsoe.eu/
ENTSO-E	[ENT-2]	https://tyndp.entsoe.eu/
ENTSO-E	[ENT-3]	https://tyndp.entsoe.eu/news/2020/02/revised-methodology-for-assessing-electricity-infrastructure-projects-submitted-to-acer/
ENTSO-E	[ENT-4]	https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/IoSN2020/200810_RegIP2020_NS_beforeconsultation.pdf
ENTSO-E	[ENT-5]	https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/
ENTSO-E	[ENT-6]	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/l_entsoe_RM_MSPS_EX_SUM_01.pdf
ENTSO-E	[ENT-7]	https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/210125_Offshore%20Development_Interoperability.pdf
ENTSO-E	[ENT-8]	https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/IoSN2020MainReport.pdf
ENTSO-E	[ENT-9]	https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/TYNDP2020_RegIPs_final.zip
Environmental Research Letters	[ERL-1]	https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abbd02/pdf

BRON	REFERENCE ID	LINK
National Grid ESO	[ESO-1]	https://www.nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2021#:~:text=Based%20on%20extensive%20stakeholder%20engagement%2C%20research%20and%20modelling%2C,energy%20may%20look%20like%20between%20now%20and%202050.
Euractiv	[EUA-1]	https://www.euractiv.com/section/energy/news/germany-unveils-major-electricity-sector-revamp/
European Commission	[EUC-1]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
European Commission	[EUC-1]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
European Commission	[EUC-10]	https://energy.ec.europa.eu/excel-files-mix-scenario_en
European Commission	[EUC-11]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131
European Commission	[EUC-12]	https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-strategy-offshore-renewable-energy_en
European Commission	[EUC-13]	https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/rp_sustainable_europe_30-01_en_web.pdf
European Commission	[EUC-14]	https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
European Commission	[EUC-15]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&from=EN
European Commission	[EUC-15]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299&from=EN
European Commission	[EUC-16]	https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares
European Commission	[EUC-17]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666
European Commission	[EUC-18]	https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en
European Commission	[EUC-19]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex:32019R0943#:~:text=General%20principles%20of%20capacity%20allocation%20and%20congestion%20management
European Commission	[EUC-2]	https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl
European Commission	[EUC-20]	https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en
European Commission	[EUC-20]	https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en
European Commission	[EUC-21]	https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/ENERGY-BALANCE-GUIDE.pdf/de76d0d2-8b17-b47c-f6f5-415bd09b7750?t=1632139948586
European Commission	[EUC-22]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666
European Commission	[EUC-23]	https://ec.europa.eu/home-affairs/pages/page/critical-infrastructure_en
European Commission	[EUC-3]	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN
European Commission	[EUC-4]	https://ec.europa.eu/environment/nature/legislation/habitatsdirective/index_en.htm
European Commission	[EUC-5]	https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en
European Commission	[EUC-6]	https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf
European Commission	[EUC-7]	https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
European Commission	[EUC-8]	https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en#:~:text=The%20national%20energy%20and%20climate%20plans%20%28NECPs%29%20were,outline%20how%20the%20EU%20countries%20intend%20to%20address
European Commission	[EUC-9]	https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en
Febiac	[FEB-1]	https://www.frdo-cfdd.be/sites/default/files/content/4_laurent_willaert.pdf
Fingrid Finland	[FNG-1]	https://www.fingrid.fi/en/news/news/2021/nordic-grid-development-perspective-2021-paves-the-way-towards-climate-neutral-nordic-power-system--webinar-recording-and-material-available/
FOD Economie	[FOD-1]	https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Etude-prospective-electricite-rapport-monitoring-securite-approvisionnement-decembre-2019.pdf
FOD Economie	[FOD-2]	https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Etude-prospective-electricite-2021.pdf
France - Elysée	[FRA-1]	https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2021/10/12/presentation-du-plan-france-2030
Germany	[GER-1]	https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1
Germanwatch	[GWA-1]	http://www.germanwatch.org/en/10127
IEA	[IEA-1]	https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/temperature-rise-in-2100-by-scenario
IEA	[IEA-2]	https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021
IEA	[IEA-2]	https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021
IPCC	[IPC-1]	https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/
IPCC	[IPC-1]	https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/

BRON	REFERENCE ID	LINK
MDPI	[MDP-1]	https://doi.org/10.3390/en14248306
Netbeheer Nederland	[NBN-1]	https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Samenvatting_rapport_Het_Energiesysteem_van_de_toekomst_198.pdf
Nederland	[NDL-1]	https://www.rijksoverheid.nl/regering/coalitieakkoord-omzien-naar-elkaar-vooruitkijken-naar-de-toekomst
Nederland	[NDL-2]	https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/03/31/klimaatneutrale-energiescenarios-2050
Nederland	[NDL-3]	https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/noz-2030/vawoz-2030
Nationaal Energie- en Klimaatplan	[NEK-1]	https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl
Nationaal Energie- en Klimaatplan	[NEK-2]	https://www.plannationalenergieclimat.be/admin/storage/nekp/pnec-partie-b.pdf
Netzenwikclungsplan	[NEP-1]	https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2023.pdf
Belgium - Federal Planning Bureau	[PLN-1]	https://www.plan.be/uploaded/documents/202110180556490.WP_2108_12501.pdf
RTE	[RTE-1]	https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-05/Bilan previsionnel 2021 - annexes techniques.pdf
Siemens	[SIE-1]	https://press.siemens-energy.com/global/en/pressrelease/siemens-energys-grid-stabilizer-technology-help-irish-grid-exceed-renewables
TenneT	[TNT-1]	https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2021.pdf
United Kingdom	[UKG-1]	https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy
Vlaanderen - MOW	[VLA-1]	https://mow.vlaanderen.be/eca-nf-23/ECA30-SHP-0407-PON-CCL-NOT-0001-12.pdf
Vlaanderen - DSI	[VLA-2]	https://dsi.omgeving.vlaanderen.be/fiche-detail/41208c70-6a2c-45d0-91f1-3182485a52ac
WindEurope	[WEU-1]	https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/
WindEurope	[WEU-2]	https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20220518-Declaration-of-energy-ministers.pdf

7.16 Legende van de kaarten

- Bestaand onderstation (HVDC)
- Bestaand onderstation (380 kV)
- Bestaand onderstation (220 kV)
- Bestaand onderstation (150 kV)
- Bestaand onderstation (110 kV)
- Bestaand onderstation (70 kV)

- Nieuw onderstation (HVDC en/of 380 en/of 220 en/of 150 en/of 110 kV)
- Additionele transformatiecapaciteit of spanningsregelende middelen (380 en/of 220 en/of 150 kV)
- Vervangingen en/of herstructurering in bestaand onderstation (380 en/of 220 en/of 150 kV)
- Uitbreiding transformatiecapaciteit & vervangingen in bestaand onderstation (380 en/of 220 en/of 150 kV)
- Afbraak onderstation

- Bestaande HVDC verbinding
- Bestaande 380 kV verbinding
- Bestaande 220 kV verbinding
- Bestaande 150 kV verbinding
- Bestaande 110 kV verbinding

- Nieuwe 380 kV lijn
- Nieuwe 220 kV lijn
- Nieuwe 150 kV lijn
- Nieuwe 110 kV lijn

- Nieuwe HVDC verbinding
- Nieuwe 380 kV kabel
- Nieuwe 220 kV kabel
- Nieuwe 150 kV kabel
- Nieuwe 110 kV kabel

- Aanpassing bestaande 380 kV verbinding
- Aanpassing bestaande 220 kV verbinding
- Aanpassing bestaande 150 kV verbinding
- Afbraak lijn of buiten dienstname kabel