Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet **2015-2025**

Finale versie
18 september 2015

Figuur 1: Uitdagingen voor de rol van transmissienetbeheerder

Samenvatting

Elia stelt het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 op volgens de modaliteiten van de wet van 29 april 1999 ('Elektriciteitswet') en het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit.

Het Ontwikkelingsplan omvat een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit voor elektriciteit. Het geeft een overzicht van de investeringen voor uitbreiding en vernieuwing van het net waartoe de transmissienetbeheerder zich engageert om aan deze behoeften te voldoen en vermeldt de onderliggende hypothesen.

Het Ontwikkelingsplan is opgesteld door de transmissienetbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau. Het bestrijkt een periode van tien jaar en wordt om de vier jaar bijgewerkt. In toepassing van het derde Europese energiepakket wordt het Federaal Ontwikkelingsplan ook uitgewerkt in overleg met de overige Europese netbeheerders, onder meer in het kader van het niet-bindend Europees ontwikkelingsplan op tien jaar, dat om de twee jaar wordt gepubliceerd door ENTSO-E (TYNDP: Ten-Year Network Development Plan 2014-2024 van ENTSO-E).

Het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 is het eindresultaat van een overleg- en consultatieproces tussen de federale regulator (CREG), de bevoegde minister voor het Mariene Milieu, de gewestelijke overheden, de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling en het grote publiek.

De milieueffecten in het kader van dit Ontwikkelingsplan werden opgenomen in een afzonderlijk rapport, dat werd voorgelegd aan het Federaal Adviescomité SEA (Strategic Environmental Assessment), conform de bepalingen van de 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.

De ontwikkeling van het transmissienet hangt nauw samen met het energiebeleid dat wordt gevoerd op Europees, Belgisch en gewestelijk niveau. Dit beleid heeft gestalte gegeven aan de energietransitie, die al aan de gang is. Het beïnvloedt ook de transmissie-infrastructuur voor elektriciteit die moet worden gebouwd om die transitie voort te zetten, de elektriciteitsbevoorrading veilig te stellen, actief deel te nemen aan de uitbouw van een interne Europese elektriciteitsmarkt en de nieuwe productie-eenheden op basis van hernieuwbare energiebronnen te integreren.

Federaal Ontwikkelingsplan
van het transmissienet
2015-2025

Scenario's en fundamentele keuzes

Om de invloed van de energiekeuzes op de netontwikkelingsbehoeften zo nauwkeurig mogelijk in beeld te brengen, werden verschillende scenario's uitgewerkt. Die scenario's vertonen sterke onderlinge verschillen en zijn representatief voor relatief extreme situaties. Dankzij deze aanpak kan een waaier aan situaties worden gedefinieerd waarvoor het net zou kunnen worden ontwikkeld. Elia stemt haar infrastructuurprojecten op een zo robuust mogelijke wijze af op deze verschillende scenario's.

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.** Deze keuzes zullen zich wellicht situeren binnen de grenzen van deze extreme scenario's. De politieke keuzes en de concrete energieprojecten die eruit voortvloeien, zullen op hun beurt bepalend zijn voor de prioriteiten van Elia inzake netontwikkeling. Elia pleit er dan ook voor dat de overheidsinstanties een energiebeleid uitstippelen vanuit een langetermijnvisie.

IN DE PERIODE TOT 2020 WORDEN HET HUIDIGE BELEID EN DE HUIDIGE INVESTERINGSBESLISSINGEN UITGEVOERD

De bouw van nieuwe verbindingen voor elektriciteitstransmissie neemt tien jaar of zelfs langer in beslag. De extra benodigde infrastructuur tegen 2020 werd dus voornamelijk bepaald in het kader van het Ontwikkelingsplan 2010-2020, dat in 2011 werd goedgekeurd door de Minister van Energie.

De analyses uitgevoerd voor de periode tot 2020 in het kader van het Ontwikkelingsplan 2015-2025 gaan bijgevolg uit van één scenario voor deze periode. Dit scenario, genaamd scenario 2020, sluit aan bij het huidige energiebeleid en de beslissingen genomen in het kader van het Ontwikkelingsplan 2010-2020.

Rekening houdend met de onzekere evolutie van het productiepark en de recente ontwikkelingen in het verbruikspatroon, wordt dit scenario echter aangevuld met een dubbele sensitiviteitsanalyse.

Enerzijds zijn een verlenging van de exploitatieduur van de eenheden Doel 1 & 2 (866 MW) en/of een mogelijke buitendienststelling van de eenheden Doel 3 en Tihange 2 geanalyseerd, aangezien het scenario rekening houdt met de wettelijke kalender voor de kernuitstap van 1 januari 2015.

Anderzijds, aangezien het scenario 2020 al een matige toename van het eindverbruik van elektriciteit impliceert, evoluerend van ongeveer 90 TWh in 2010 naar 95 TWh in 2020, wordt een aanvullende variant geïntegreerd die rekening houdt met de meest recente ontwikkelingen in de vraag en een stijgend vraagbeheer van elektriciteit.

Er wordt verondersteld dat heel wat bestaande centrale productie-eenheden om technische of economische redenen buiten dienst zullen worden gesteld (-2800 MW tot de winter van 2016-2017).

In het scenario 2020 wordt rekening gehouden met twee nieuwe gaseenheden tegen 2020 (ongeveer 900 MW).

Indien de eenheden Doel 1 & 2 buiten dienst worden gesteld, de eenheden Doel 3 en Tihange 2 definitief worden stopgezet en het verbruik matig toeneemt ten opzichte van 2010, moet worden voorzien in een productiecapaciteit van ongeveer 3 GW tegen 2020. Gebeurt dit niet, dan wordt België veel meer afhankelijk van de import van elektriciteit.

De capaciteit van de hierna besproken interconnectieprojecten tegen 2020 bedraagt 3 GW.

Het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen in België is sinds 2009 al aanzienlijk gestegen. Het 2020-scenario gaat uit van het principe dat de bindende Europese doelstellingen op dit vlak zullen worden bereikt, zelfs indien daartoe extra inspanningen nodig zijn. Wat offshore hernieuwbare energie betreft, wordt rekening gehouden met een potentieel van 2,3 GW.

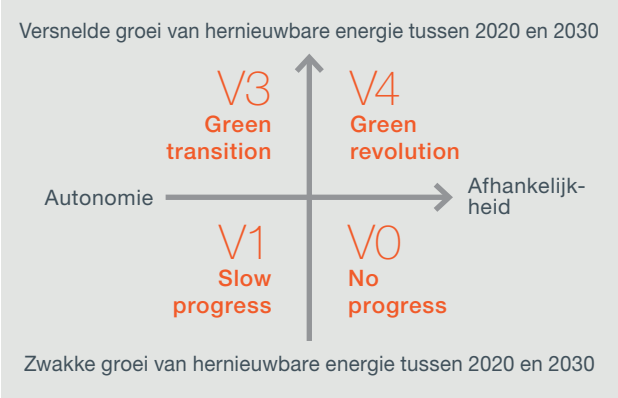
OP LANGERE TERMIJN: FUNDAMENTELE KEUZES TER VOORBEREIDING VAN DE PERIODE TOT 2030

Het energielandschap zal zijn transformatie voortzetten na 2020. Voor de periode 2020-2030 zullen de overheidsinstanties fundamentele keuzes moeten maken om de toekomstige energiemix vorm te geven. Deze energiemix zou hoofdzakelijk moeten worden opgebouwd rond twee beleidskeuzes:

1. Voor de periode na 2020 zal de uitvoering van de wettelijke kalender voor de Belgische kernuitstap leiden tot de buitendienststelling van alle productie-eenheden van dit type in ons land. Andere thermische eenheden zullen eveneens het einde van hun levensduur bereiken. Hoe kan deze productiecapaciteit worden vervangen, en kan tegelijk de competitiviteit en de bevoorradingszekerheid van het land worden gegarandeerd? In het verleden was de aanpak gebaseerd op de energieautonomie van het land. Deze aanpak voortzetten impliceert de bouw van een groot aantal centrale productie-eenheden, en dus ook belangrijke investeringen in het productiepark. Wordt daarentegen gekozen voor de invoer van elektriciteit, dan is een economische optimalisatie van het productiepark op Europees niveau mogelijk. Aangezien er echter geen zekerheid bestaat over de beschikbaarheid van buitenlandse energie op momenten die bepalend zijn voor de bevoorradingszekerheid, roept een dergelijke aanpak vragen op inzake de energieafhankelijkheid van het land. Dit onderwerp komt verder aan bod in de sectie 'Sleutelfactoren voor succes'.

2. De tweede beleidskeuze heeft te maken met de integratie van de hernieuwbare energiebronnen en de maatregelen inzake energie-efficiëntie. Met welk ritme zal, na het bereiken van de 20/20/20-doelstellingen, ons energiesysteem verder evolueren naar een koolstofarm systeem, zoals door Europa wordt beoogd? De laatste mededeling van de Europese Commissie hierover voorziet in een toename van de hernieuwbare energiebronnen in het elektriciteitssysteem tegen 2030. Andere bronnen spreken van een versnelde integratie om de doelstelling van een koolstofarme samenleving tegen 2050 te realiseren.

Om deze onzekerheden zo goed mogelijk te kaderen, **werkt het Ontwikkelingsplan vier scenario's, of 'visies' binnen de terminologie van ENTSO-E, uit voor de periode tot 2030.** Voor elke visie worden de vereiste ontwikkelingsbehoeften geïdentificeerd, maar alleen de versterkingen die al nodig zijn tegen 2025 worden voorgesteld in het kader van dit Ontwikkelingsplan 2015-2025.



Figuur 2: Scenario's 2030 van het Ontwikkelingsplan 2015-2025

Om de netinvesteringen in de periode tot 2025 te omkaderen werd de energievisie voor 2030 weerhouden, omdat dit een scharnierjaar is tussen de doelstellingen voor 2020 en 2050 op het gebied van energie en klimaat. Bovendien heeft de Europese Commissie al een actiekader gecreëerd tot 2030.

Visies 1, 3 en 4 zijn zeer gelijkaardig aan de 2030-visies van het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2014-2024 van ENTSO-E, en zijn dus opgesteld in samenwerking met de transmissienetbeheerders die deel uitmaken van deze associatie. De stakeholders in de sector werden meermaals geraadpleegd bij de uitwerking ervan.

Deze visies sluiten ook zo goed mogelijk aan bij de hypotheses van de 'Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030', die in januari 2015 werd gepubliceerd door de federale overheidsinstanties.

Deze vier scenario's houden systematisch rekening met de huidige wettelijke kalender voor de geleidelijke kernuitstap wat betreft de industriële productie van elektriciteit in België. Deze visies veronderstellen dus geen productie van dit type in België in 2030.

Aan de hand van de visies 'V0 – No progress' en 'V1 – Slow progress' kunnen twee mogelijke evoluties worden uitgestippeld, waarvan het effect vergelijkbaar is in termen van netontwikkeling.

Enerzijds kunnen dankzij deze visies minder gunstige economische omstandigheden tussen 2020 en 2030 in beeld worden gebracht. Een dergelijk klimaat zou een rem zetten op de integratie van hernieuwbare energiebronnen, die in België zou stagneren tijdens deze periode. Het eindverbruik van elektriciteit zou eveneens worden beïnvloed. De evolutie van de vraag is dus bijzonder klein voor de periode 2020-2030 in beide visies.

Anderzijds simuleren deze visies, met een beperkte toename van de hernieuwbare energiebronnen en het verbruik, de impact van de ontwikkeling van microgrids (systemen die het beheer bevorderen van decentrale productie en verbruik op lokaal niveau, eventueel door middel van decentrale energieopslag, waardoor deze worden losgekoppeld van het transmissienet).

In deze twee visies is de CO_2-prijs relatief laag, wat steenkoolcentrales (buiten België) bevoordeelt ten opzichte van gascentrales op het vlak van economische inzetbaarheid. Volgens de visie 'V1 – Slow progress' zal het land autonoom zijn in termen van bevoorradingszekerheid (nieuwe thermische centrales met een totaal vermogen van 8210 MW), terwijl in de visie 'V0 – No progress' een beroep wordt gedaan op de import van elektriciteit (nieuwe thermische centrales met een totaal vermogen van 4530 MW).

De visies 'V3 – Green transition' en 'V4 – Green revolution' beogen de realisatie, op een constant ritme, van de 2050-doelstellingen inzake de decarbonisering van onze samenleving. Op Europees niveau bedraagt het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie respectievelijk 50% en 60%. Deze hypothese vertaalt zich in België in een duidelijke stijging van de capaciteit aan hernieuwbare energiebronnen. Zo wordt de capaciteit aan offshore windenergie in België bijna verdubbeld tussen 2020 en 2030.

In deze twee visies impliceert de hogere economische bedrijvigheid, gecombineerd met de effecten van de verschuiving in de energiemix door de decarbonisering, een toename van het verbruik. De Europese CO_2-prijs is hoog, wat gascentrales bevoordeelt ten opzichte van steenkoolcentrales (buiten België) op het vlak van economische inzetbaarheid. Volgens de visie 'V3 – Green transition' zal het land autonoom zijn in termen van bevoorradingszekerheid (nieuwe thermische centrales met een totaal vermogen van 8210 MW), terwijl in de visie 'V4 – Green revolution' een beroep wordt gedaan op de import van elektriciteit (nieuwe thermische centrales met een totaal vermogen van 6370 MW).

Wat betreft de robuustheid van dit Federaal Ontwikkelingsplan ten opzichte van investeringen aangaande centrale productie-eenheden, wordt verwezen naar de sectie 'Sleutelfactoren voor succes'.

Investeringsprojecten in de periode tot 2020

ONTWIKKELING OF VERSTERKING VAN DE INTERCONNECTIES AAN ALLE GRENZEN

In de huidige situatie met buitendienststellingen van eenheden om technische of economische redenen, grote vertragingen in de realisatie van projecten voor centrale productie-eenheden met capaciteitsreservering of de toepassing van de wettelijke kalender voor de kernuitstap, is de bevoorrading van ons land momenteel gedeeltelijk aangewezen op de invoer van energie uit het buitenland. In dergelijke omstandigheden zijn de interconnecties, evenals het interne net en het vraagbeheer van elektriciteit, een essentiële schakel in **het garanderen van de bevoorradingszekerheid.** De ontwikkeling van deze interconnecties wordt dan ook met bijzondere aandacht behandeld in dit Ontwikkelingsplan.

De transformatie van de energiemix in België en in onze buurlanden zal de mogelijkheden wijzigen voor energie-uitwisseling op **de Europese interne elektriciteitsmarkt.** Vooral de uitvoering van de plannen inzake de integratie van hernieuwbare energiebronnen in de landen van de Europese Unie zal een zeer belangrijke rol spelen. De stijgende penetratie van hernieuwbare energiebronnen zal extra mogelijkheden creëren om energie aan te kopen.

De portefeuille van interconnectieprojecten voorgesteld in dit Ontwikkelingsplan houdt rekening met deze evolutie. De technische en economische verantwoording van deze interconnecties is gebaseerd op de 'Cost-Benefit Analysis'-methodologie die door ENTSO-E is bepaald. Deze bevestigt de bevindingen van het Ontwikkelingsplan 2010-2020:

- in de voorgelegde scenario's biedt de voorgestelde portefeuille van interconnectieprojecten **toegang tot de goedkoopste energie ten voordele van de gemeenschap.** De impact van de investeringen in interconnecties op de tarieven zou dus gecompenseerd worden door de toegang tot goedkopere energie;
- de interconnectieprojecten openen nieuwe mogelijkheden voor de aankoop van hernieuwbare energie aan een lage marginale kostprijs (op korte termijn). Deze interconnecties maken **bijkomende uitwisselingen mogelijk van hernieuwbare energie** die lokaal niet werd verbruikt of beheerd (door microgrids, lokale energieopslag enzovoort). Deze voordelen zijn dus meer uitgesproken naarmate de integratie van hernieuwbare energie aan belang wint (zoals in de visies 'V3 – Green transition' als 'V4 – Green revolution');
- de portefeuille van interconnectieprojecten verhoogt de invoermogelijkheden en de diversifiëring van de energiebevoorrading. Dit draagt bij aan een verbetering van **de bevoorradingszekerheid van het land.**

Wanneer al deze projecten worden gerealiseerd, zal de importcapaciteit van België aanzienlijk toenemen tijdens de winter. Vandaag bedraagt deze capaciteit 3500 tot 4500 MW, naargelang de marktomstandigheden. Deze capaciteit zal stijgen tot meer dan 6500 MW in 2020, wanneer de markt elektriciteit importeert.

Deze importcapaciteit van het transmissienet impliceert geenszins dat de corresponderende energie in het buitenland beschikbaar is, zeker niet tijdens kritieke momenten van de winterpiek, bij strenge vorst en/of een lage wind- en zonneproductie. Massaal rekenen op de import van elektriciteit houdt bijgevolg risico's in op het vlak van energieafhankelijkheid. Het in stand houden en ontwikkelen van een voldoende groot en betrouwbaar nationaal productiepark blijft dus van primordiaal belang om de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen.

Zoals Elia al heeft aangegeven in het kader van zijn rapportering aan de Minister van Energie, bestaat de aanpak vandaag uit het periodiek evalueren van de beschikbare energievolumes op de markten van onze buurlanden, in het bijzonder tijdens de winterpiek.

INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN DUITSLAND (ALEGrO-PROJECT)

De ontwikkeling van een gelijkstroominterconnectie van ongeveer 1000 MW tussen de stations Lixhe (België) en Oberzier (Duitsland) is gepland voor 2020.

De Waalse Regering heeft een voorontwerp goedgekeurd voor een gedeeltelijke herziening van het gewestplan, om een reservatiezone in te stellen die noodzakelijk is voor de realisatie van het project. De definitieve goedkeuring wordt verwacht in 2015, na de milieueffectenstudie door een erkend studiebureau en een openbaar onderzoek. De finale investeringsbeslissing op basis van een akkoord met alle betrokken stakeholders aangaande alle aspecten van het project zal worden geëvalueerd in 2016. De werken zouden dan in 2017 van start kunnen gaan.

INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN HET VERENIGD KONINKRIJK (NEMO-PROJECT)

De bouw van een onderzeese gelijkstroomverbinding van 1000 MW tussen de stations Gezelle (Brugge – België) en Richborough (Zuid-Engeland) is gepland voor 2019.

De finale investeringsbeslissing werd begin 2015 genomen. De werken zullen van start kunnen gaan in 2016 en de verbinding zal in dienst kunnen worden gesteld in 2019.

De beschikbare capaciteit die door het STEVIN-project wordt gecreëerd tussen de stations Stevin (Zeebrugge) en Horta (Zomergem), zal gedeeltelijk worden aangewend voor de integratie van het NEMO-project in het Belgische net.

INTERCONNECTIES AAN DE NOORDGRENS (BRABO-PROJECT)

In een eerste fase zal een tweede dwarsregeltransformator worden geïnstalleerd in het station van Zandvliet (provincie Antwerpen), aangevuld met een nieuw voorstation van 380 kV.

Het bestaande 150 kV draadstel tussen de stations Doel en Zandvliet zal op 380 kV worden gebracht. Voorts dient een 380/150 kV transformator te worden geïnstalleerd in het station Doel. Dankzij deze investeringen, gecombineerd met de installatie van twee condensatorbatterijen in de provincie Henegouwen, zal de importcapaciteit kunnen worden verhoogd met 1000 MW.

Deze realisaties zijn gepland voor 2016. Niettemin zal de tweede dwarsregeltransformator in Zandvliet al in 2015 worden geïnstalleerd (in serie met de bestaande dwarsregeltransformator) om de energiestromen langs de noordgrens te maximaliseren tijdens de komende winter.

Het vervolg van het BRABO-project voorziet in de aanleg van een nieuwe bovengrondse 380 kV corridor tussen de stations Zandvliet en Lillo (Antwerpen) en de site Liefkenshoek (BRABO fase II). Deze dubbele verbinding zal tijdelijk worden aangesloten op de bestaande naburige 380 kV lijn Doel-Mercator. De derde fase van het BRABO-project voorziet in de bouw van een dubbele bovengrondse verbinding tussen Liefkenshoek en Mercator (Kruibeke).

Dit project zal een aansluitingspotentieel van ongeveer 1100 MW creëren in het station van Lillo of in andere stations op de Antwerpse noord-zuidas. Dit zal het bevoorradingspotentieel van grote industriële verbruikers in de Antwerpse haven aanzienlijk verbeteren. Bovendien zal er extra aansluitingscapaciteit vrijkomen op de linkeroever van de Schelde, in functie van de stillegging van de kernreactoren op de site van Doel.

Naar aanleiding van de annulering van het gewestelijk ruimtelijk uitvoeringsplan ('GRUP') in 2011 lanceerde Elia een nieuwe 'Plan-MER-procedure', inclusief de bijbehorende raadplegingen en milieueffectenonderzoeken. De Vlaamse Regering heeft hiervoor haar principeakkoord gegeven in juli 2012. De definitieve goedkeuring – in maart 2015 – stelt de bevoegde Minister voor Ruimtelijke Ordening in staat om een nieuw 'GRUP' voor te bereiden. Alle nodige toelatingen worden verwacht tegen 2017. Daarna zou fase II van het BRABO-project kunnen worden gerealiseerd tegen 2020. Fase III van het project is gepland tegen ten laatste 2023, maar zou sneller moeten worden gerealiseerd wanneer de nucleaire productie van de vier eenheden van Doel wordt gehandhaafd.

Naast deze investeringen worden momenteel ook verdere infrastructuurversterkingen op de noordgrens geëvalueerd.
Deze versterkingen zouden steunen op de installatie van extra dwarsregeltransformatoren en het gebruik van hoogperformantiegeleiders. Deze investeringen en de uitvoeringsplanning worden momenteel onderzocht in samenspraak met TenneT, de beheerder van het Nederlandse transmissienet.

INTERCONNECTIES VAN DE ZUIDGRENS

De versterking door het gebruik van hoogperformantiegeleiders voor de lijnen tussen Avelin-Mastaing (Frankrijk) en Avelgem (België), en vervolgens tot het 380 kV station Horta (Zomergem), is gepland in 2022. Op langere termijn wordt de versterking van de 220 kV as Aubange - Moulaine onderzocht in samenspraak met RTE, de beheerder van het Franse transmissienet.

INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN LUXEMBURG

De Luxemburgse transmissienetbeheerder CREOS zal in 2015 een dwarsregeltransformator installeren in het station Schifflange (Luxemburg) om een corridor voor energie-uitwisseling te creëren tussen België, Luxemburg en Duitsland. Deze corridor zal gebruikmaken van het draadstel van de bestaande 220 kV lijn tussen Aubange en Esch (Luxemburg).

Verschillende varianten zullen worden onderzocht om deze interconnectie op langere termijn (tegen 2022) te versterken. De realisatie van twee 220 kV kabels tussen de stations Aubange en Bascharage (Luxemburg) wordt overwogen als een van deze varianten.

Versterking van de 380 kV backbone van het interne Belgische net

Complementair aan het ontwikkelen van grensoverschrijdende verbindingen dient ook het 'interne' gedeelte van het 380 kV net versterkt te worden. Dit niet enkel om de realisatie van extra interconnectiecapaciteit mogelijk te maken en het hoofd te bieden aan de voortdurend toenemende internationale transitstromen, maar ook om het onthaal van mogelijke nieuwe productie-eenheden te faciliteren.

Waar mogelijk steunt de versterking van de backbone van het 380 kV net op de bestaande corridors. De geleiders van de bestaande lijnen worden vervangen door geleiders met een grotere capaciteit (bijvoorbeeld hoogperformantiegeleiders) of de lijnen worden met extra draadstellen uitgerust.

Dankzij deze aanpak wordt niet alleen de bestaande infrastructuur optimaal gebruikt, maar kunnen investeringen ook meer stapsgewijs worden uitgevoerd met een lagere kostprijs, waarbij bovendien de bijkomende milieueffecten tot een minimum worden herleid. Deze aanpak beperkt ook de onzekerheid en vertraging voor het verkrijgen van de vergunningen en toelatingen voor de uitvoering van de werken.

Kandidaat-producenten die nieuwe centrale productie-eenheden willen bouwen, kunnen ook voordeel halen uit de snelle verwezenlijking van dergelijke versterkingen. Wanneer zij hun projecten richten op sites in de nabijheid van de bestaande 380 kV backbone zullen hun projecten vaak binnen kortere termijn op het net kunnen worden aangesloten dan in regio's waar nieuwe corridors moeten worden ontwikkeld.

Deze stapsgewijze aanpak met de hieronder toegelichte versterkingen van de backbone creëert een substantieel aansluitingspotentieel van nieuwe eenheden. Deze versterkingen faciliteren het onthaal van een reeks specifieke projecten van centrale productie-eenheden die samen goed zijn voor een vermogen van ongeveer 3150 MW. Zij zijn ook geschikt voor andere eenheden die zich in dezelfde zones zouden ontwikkelen.

	Locatie	Station Elia	Vermogen
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2*460 MW
2	Evergem	Baekeland 380	2*460 MW
3	Manage	Courcelles 380	450 MW
4	Maasbracht (NL)	Van Eyck 380	860 MW
		Totaal	**3150 MW**

Tabel 1: Projecten voor aansluiting van centrale productie-eenheden op de 380 kV backbone in het kader van dit Ontwikkelingsplan

In het oosten van het land is Elia al gestart met werken voor de bouw van een volwaardig 380 kV station op de site Van Eyck (Kinrooi), de realisatie van een tweede 380 kV draadstel tussen dit nieuwe station en het station Gramme (Hoei), en de installatie van een 380/150 kV transformator op de site André Dumont (Genk). Deze werken zullen klaar zijn in 2015.

De realisatie van het tweede 380 kV draadstel op de bestaande verbinding tussen de stations Lixhe (Visé) en Herderen (Riemst), de uitbreiding van het 380 kV station Lixhe naar twee railstellen en de installatie van twee 380/220 kV transformatoren in hetzelfde station zullen de betrouwbaarheid van de bevoorrading van de Luikse regio verbeteren. De complementaire installatie van een 380/150 kV transformator in Lixhe zal de aansluiting van de nieuwe interconnectie met Duitsland in 2020 (het ALEGrO-project) mogelijk maken.

De uitbreiding van het 380 kV station Meerhout naar twee railstellen en de installatie van een 380 kV koppeling in dit station zijn noodzakelijk om de bevoorrading van de zone Limburg te versterken.

De installatie van een tweede 380 kV draadstel tussen de stations Van Eyck (Kinrooi), Meerhout en Massenhoven (Zandhoven) evenals de versterking van de as Gramme (Hoei) – Van Eyck (Kinrooi) met hoogperformantiegeleiders zijn investeringsopties op langere termijn. Deze zullen worden geëvalueerd in het kader van een volgend ontwikkelingsplan in functie van de aansluitingen van centrale productie-eenheden in Limburg en de evolutie van de internationale energiestromen.

In het westen van het land zullen de twee 380 kV draadstellen op de lijn tussen Mercator (Kruibeke) en Horta (Zomergem) worden versterkt door ze te vervangen door hoogperformantiegeleiders. Deze werken zullen tegen 2019 worden gerealiseerd. Deze corridor speelt een sleutelrol tussen de 380 kV corridor vanaf de kust (het STEVIN-project) en onze noord- en zuidgrenzen. De capaciteit ervan moet worden verhoogd om de versterkingsprojecten aan deze twee grenzen mogelijk te maken. De realisatie ervan zal ook een project mogelijk maken voor een nieuwe centrale productie-eenheid in de zone van Gent, waarvoor al een individuele productievergunning werd afgeleverd.

Voor de realisatie van bepaalde projecten voor centrale productie-eenheden bestaat de economisch meest interessante aansluitingsmethode uit de bouw van een nieuw, in het Elia-net geïntegreerd hoogspanningsstation, opgetrokken in de nabijheid van de geplande centrales waarvoor het hoofdzakelijk zal dienen. Dit is meer bepaald het geval voor de projecten voor de bouw van een hoogspanningsstation op de sites Baekeland (Oostakker) of Dilsen-Stokkem.

Integratie van offshore hernieuwbare energiebronnen

De Europese doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 20% aan energie uit hernieuwbare energiebronnen te bereiken, werd voor België omgezet in een concrete doelstelling van 13% hernieuwbare energiebronnen in het Belgische bruto eindverbruik van energie. Dit leidt tot 20,9% hernieuwbare energiebronnen in het Belgische bruto eindverbruik van elektriciteit[1].

Het bereiken van deze doelstelling zal in sterke mate afhangen van de ontwikkeling van offshore hernieuwbare energie, die voor ongeveer een derde zou moeten bijdragen aan de doelstelling.

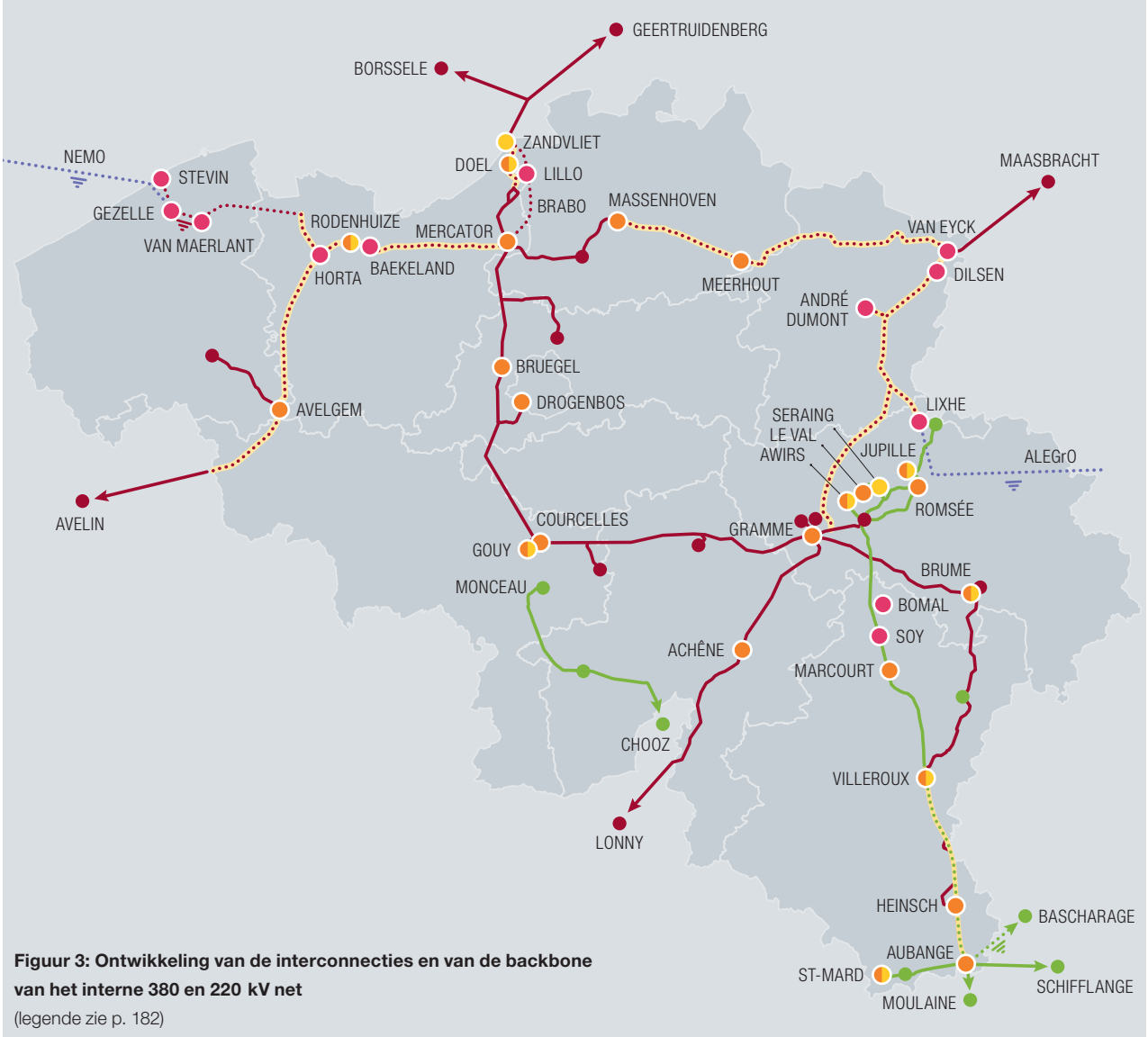
AANSLUITEN VAN OFFSHORE WINDMOLENPARKEN

De federale Minister van Energie heeft tot nu toe acht domeinconcessies toegekend voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in de Noordzee. Al deze concessies samen zijn vandaag goed voor 2,3 GW.

In afwachting van de realisatie van het STEVIN-project heeft Elia zich geëngageerd om de eerste drie concessies aan te sluiten via de versterking van het 150 kV net van de regio Zeebrugge – Oostende. Deze aansluitingen worden mogelijk gemaakt door de volgende investeringen:

- de aanleg van een nieuwe 150 kV kabel tussen de stations Brugge en Blauwe Toren;
- de vervanging van de lijn met twee draadstellen tussen de stations Blauwe Toren en Zeebrugge door twee 150 kV kabels met een grotere transmissiecapaciteit;
- de aanleg van een nieuwe 150 kV kabel tussen Koksijde en Slijkens (Oostende).

1 'Nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen – België', conform Richtlijn 2009/28/EG, november 2010.



Figuur 3: Ontwikkeling van de interconnecties en van de backbone van het interne 380 en 220 kV net

(legende zie p. 182)

De bestaande parken C-Power, Belwind I en Northwind zijn al rechtstreeks aangesloten op het bestaande net aan de kust en zijn goed voor een productiecapaciteit van 712 MW. Nobelwind (Belwind II) zal ten vroegste in 2016 in Zeebrugge aangesloten worden door middel van het gemeenschappelijke gebruik van de Northwind-kabel, waardoor de op zee geïnstalleerde windcapaciteit oploopt tot zo'n 900 MW.

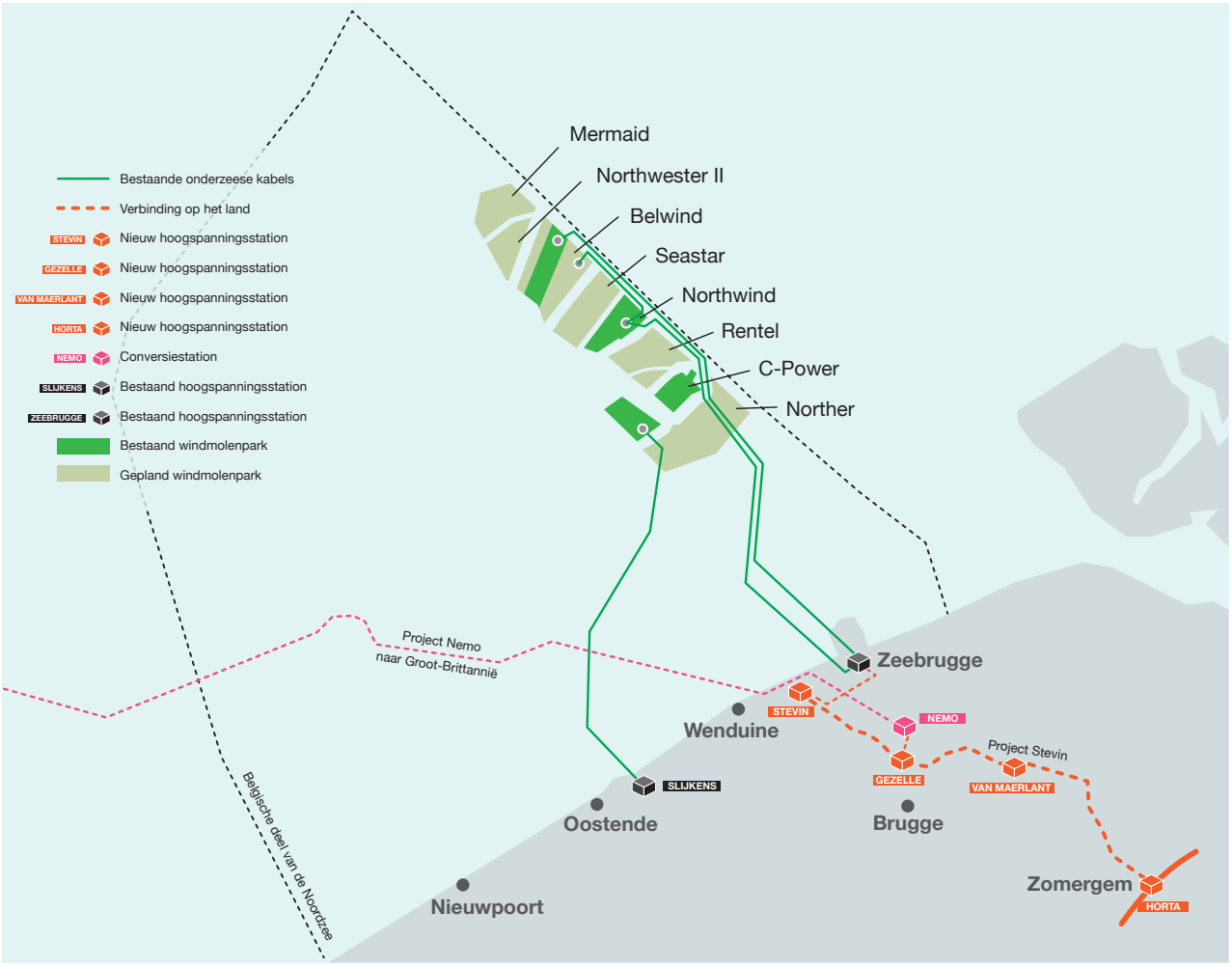
De volgende parken zullen echter niet kunnen worden aangesloten voor de voltooiing van het STEVIN-project, aangezien het 150 kV net in de zone volledig verzadigd is na de aansluiting van C-Power, Belwind I, Nobelwind (Belwind II) en Northwind.

Norther zal zijn eigen 220 kV kabel naar de kust aanleggen om zijn aansluiting te faciliteren.

De ontwikkeling van een stopcontact op zee bevordert een efficiënte integratie van de vier overblijvende windmolenparken (Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester 2) met het station Stevin. Dit stopcontact op zee is ook noodzakelijk voor de ontwikkeling van de offshore energie (wind, golven) op langere termijn (meer dan 2,3 GW offshore).

De technische haalbaarheid van een dergelijke aanpak is bevestigd door een interne studie. Rekening houdend met de geproduceerde vermogens en de te overbruggen afstanden is het 220 kV spanningsniveau het meest efficiënt om de opgewekte energie naar het vasteland te transporteren via onderzeese wisselstroomkabels.

Het is de bedoeling om deze offshore infrastructuur modulair te ontwikkelen (Modular Offshore Grid) in samenwerking met de betrokken ontwikkelaars van de windmolenparken om een gefaseerde aanpak mogelijk te maken, afgestemd op de planning voor de realisatie van de windmolenparken.



Figuur 4: Overzicht van de toegekende domeinconcessies voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in de Noordzee en van het 380 kV transmissienet in de kuststreek

De Minister van Energie heeft via het Koninklijk Besluit van 5 juli 2015 toestemming gegeven om het windmolenpark van Rentel rechtstreeks aan te sluiten op het 220 kV station van Stevin, in beschouwing nemende dat deze aansluiting de opname van het windmolenpark in een modulair ontwikkeld net op zee niet in de weg staat.

Het concept van dit net op zee wordt momenteel onderzocht en besproken met de betrokken partijen, meer bepaald de windmolenparken van Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester 2. De partijen zijn onderling overeengekomen dat de aansluiting van Rentel de eerste fase wordt in de realisatie van dit modulaire concept. In een tweede stadium kan deze aansluiting worden geïntegreerd in een structuur die de door deze vier parken (Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester 2) op zee geproduceerde energie centraliseert, alvorens deze energie te transporteren naar het station Stevin via meerdere 220 kV kabels.

Deze modulaire ontwikkeling kan worden voortgezet in het kader van een eventuele toekomstige integratie in een geïnterconnecteerd net op zee. Elia werkt overigens mee aan de studies die worden uitgevoerd in het kader van het 'North Seas Countries Offshore Grid Initiative', waarbij concepten werden geanalyseerd voor extra interconnecties en grootschalige vertakkingen van windmolenparken in de Noordzee.

INTEGRATIE VAN DE PRODUCTIE VAN OFFSHORE WINDMOLENPARKEN

Het STEVIN-project zal het mogelijk maken om de windenergie van de offshore windmolenparken (in totaal 2,3 GW) naar het binnenland te vervoeren.

De realisatie van het STEVIN-project is een essentiële voorwaarde om enerzijds de productie van offshore windmolenparken vanaf de kust te kunnen integreren in het hoogspanningsnet verder landinwaarts, en anderzijds de interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk te kunnen verwezenlijken (het NEMO-project).

Het project maakt bovendien de aansluiting mogelijk van decentrale productie-eenheden (windenergie, fotovoltaïsche energie, andere hernieuwbare energiebronnen en warmtekrachtkoppeling) in de kuststreek. Ten slotte zal het project dankzij de uitbreiding van het 380 kV net zorgen voor een aanzienlijke verbetering van de elektriciteitsbevoorrading van West-Vlaanderen, waardoor de economische ontwikkeling van de groeipool rond de haven van Zeebrugge mogelijk wordt gemaakt.

Het STEVIN-project voorziet in de bouw van een dubbele 380 kV verbinding tussen Zomergem en Zeebrugge, waarbij de tracés van de bestaande lijnen maximaal worden gebruikt. Daarnaast voorziet het ook in de bouw van nieuwe hoogspanningsstations in Zeebrugge (station Stevin), De Spie (station Gezelle) en Vivekapelle (station Van Maerlant).

Het gedeelte tussen Gezelle en Van Maerlant zal ondergronds worden aangelegd (10 km). De bestaande 150 kV luchtlijn tussen de stations Brugge Waggelwater en Eeklo Noord zal worden afgebroken en vervangen door ondergrondse 150 kV kabels. Er lopen studies om het optimale tracé te bepalen om deze lijn ondergronds te brengen. De bestaande lijn tussen de stations Brugge Waggelwater en Eeklo Pokmoer zal worden afgebroken na de realisatie van de nieuwe 380 kV verbinding.

De lancering van het project, initieel gepland in 2014, werd uitgesteld wegens de beroepsprocedures die werden ingesteld bij de Raad van State. Elia heeft akkoorden gesloten met de verschillende particulieren en lokale besturen die beroep hadden aangetekend tegen het GRUP (gewestelijk ruimtelijk uitvoeringsplan) van het STEVIN-project. De Raad van State werd op de hoogte gebracht van de ondertekende afspraken en heeft er akte van genomen dat de verschillende partijen afstand hebben gedaan van hun vorderingen.

Aangezien de stedenbouwkundige vergunning en de milieuvergunning al werden afgeleverd, konden de werken begin 2015 van start gaan. De werken zullen ongeveer drie jaar in beslag nemen: Elia voorziet dat deze nieuwe 380 kV verbinding in dienst zal worden gesteld tegen eind 2017.

Centrale energieopslag en ontwikkeling van het net

Voor de Noordzee voorziet de Belgische wetgeving in twee zones waar een domeinconcessie kan worden toegekend voor de bouw en exploitatie van installaties voor de opslag van hydro-elektrische energie (energie-atol).

De productie van een energie-atol in turbine-regime zal occasioneel samengaan met de maximale productie van offshore windenergie en de import van elektriciteit uit het Verenigd Koninkrijk via de NEMO-interconnectie. Deze ongunstige situaties zouden kunnen leiden tot het nemen van specifieke maatregelen voor het beheer van de congesties op de STEVIN-as tussen Zeebrugge en Zomergem.

Op het vasteland wordt de ontwikkeling geopperd van bijkomende eenheden voor de turbine- en pompwerking in Coo. Voorstudies wijzen erop dat de aansluiting van dit type installatie specifieke maatregelen zou vereisen voor het beheer van de congesties op de 380 kV as Gramme - Brume - Aubange. Deze congesties zouden kunnen worden vermeden middels het versterken van deze as door het installeren van hoogperformatiegeleiders.

Aansluiten van onshore decentrale productie

Het bestaande net biedt een grote onthaalcapaciteit voor het aansluiten van decentrale productie, voor zover deze geografisch gespreid is. Dankzij die capaciteit kon het grootste deel van de bestaande decentrale productie al worden aangesloten.

Het net kan lokaal echter verzadigd raken door de aanwezigheid van een grote concentratie van decentrale productie-eenheden. In deze context kan de flexibiliteit van deze eenheden een doeltreffend antwoord bieden om de betrokken eenheden alsnog een snelle nettoegang te verlenen.

Deze aanpak vormt geen bedreiging voor de nagestreefde hoeveelheid energie die op basis van hernieuwbare energiebronnen moet worden geproduceerd. De producent kan zijn productie op het net injecteren door de bestaande capaciteit van het net te benutten, voor zover die nog niet is aangesproken. In de praktijk is deze capaciteit zeer vaak beschikbaar, tenzij in geval van een zeldzaam incident of een periode van geprogrammeerd periodiek onderhoud van de installaties, wat hooguit overeenkomt met enkele periodes van acht werkuren per jaar.

In andere gevallen rechtvaardigt de toename van de decentrale productie echter een specifieke versterking van het net. Om de multiplicatie van dergelijke dure versterkingen te beperken zonder de nagestreefde integratie van hernieuwbare energiebronnen in het gedrang te brengen, is een gecoördineerde visie wenselijk op prioritaire ontwikkelingszones voor hernieuwbare energiebronnen en het bijbehorende transmissienet.

Voor deze aanpak werd bijvoorbeeld gekozen in het oosten van de provincie Luik (as Bévercé - Bütgenbach - Amel), waar de 70 kV lijnen zullen worden versterkt naar een spanningsniveau van 110 kV om het aansluitingspotentieel van windparken in de zone op lange termijn te ontwikkelen. In het noorden van het land worden 150/36 kV hubs ontwikkeld in Eeklo Noord en Hoogstraten om de energie op te vangen die wordt opgewekt door een concentratie van decentrale producties.

Omgaan met de evoluties van het plaatselijk verbruik

De bestaande energiebeleidslijnen, zoals het energie- en klimaatpakket, beogen energiebesparingen en een verbetering van de energie-efficiëntie.

De ontwikkeling van een actief vraagbeheer van elektriciteit zal bijdragen aan de beheersing van het eindverbruik van elektriciteit. Dit actieve vraagbeheer biedt de verbruikers de mogelijkheid om hun verbruiksprofiel aan te passen aan de signalen van verschillende spelers op de elektriciteitsmarkt (netbeheerder, producenten enz.). Voorts zal de uitrol van lokale netten (bv. microgrids) een lokaal beheer mogelijk maken van de decentrale productie en de eindvraag naar elektriciteit, soms op basis van decentrale energieopslagmiddelen.

Dit dynamische beheer van vraag en productie maakt het ook mogelijk om het verbruik op piekmomenten af te schakelen of uit te stellen. Bijgevolg is het ook nuttig voor de bevoorradingszekerheid wanneer de productiemiddelen beperkt zijn.

Een verbetering van de algemene energie-efficiëntie zou echter ook kunnen leiden tot een verhoging van het eindverbruik van elektriciteit, naargelang de substitutiemechanismen tussen energievormen (bijvoorbeeld via de invoering van elektrische auto's of warmtepompen). Zelfs wanneer het eindverbruik van elektriciteit van het land een dalende trend zou vertonen, zou dit geenszins verhinderen dat de evolutie in de verschillende zones van het land geografische verschillen vertoont.

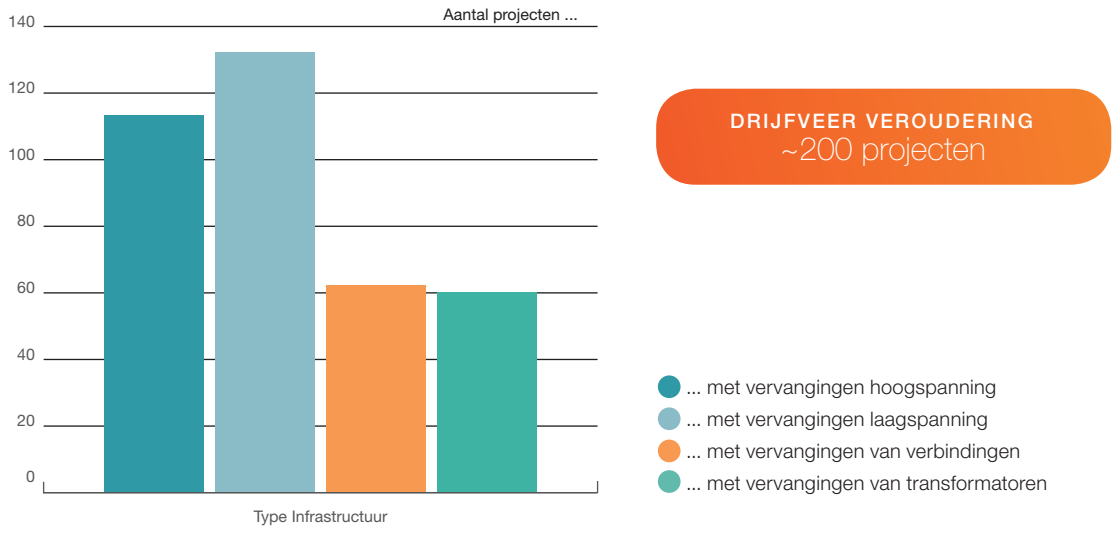
Gelet op de onzekerheden die gepaard gaan met deze mogelijk tegenstrijdige evoluties stelt het Ontwikkelingsplan een lijst voor van investeringen die noodzakelijk zijn om het hoofd te bieden aan de verwachte verbruiksevoluties. Hun uitvoeringsplanning zal echter regelmatig worden herbekeken en bijgestuurd in functie van de daadwerkelijke evolutie van het verbruik. Enkele voorbeelden:

- opening van het eerste 150 kV station binnen de Brusselse vijfhoek om het hoofd te bieden aan de ontwikkeling van het verbruik in het stadscentrum;
- aanleg van een dubbele ondergrondse 150 kV verbinding tussen Ieper en Bas-Warneton (Comines-Warneton) om de door de kmo's van de zone aangekondigde verbruikstoenames mogelijk te maken;
- bouw van een 150 kV station in Ans om het net van de regio Luik in twee gescheiden deelnetten te exploiteren en zo de toename van het verbruik in het noorden van de stad te ondersteunen;
- versterkingen die noodzakelijk zijn voor de aansluiting van meerdere 'data centers' met hoog verbruik, gelegen in gebieden waar het transmissienet historisch minder ontwikkeld is.

Uitvoeren van een programma voor de vervangingsbehoeften van de netinfrastructuur

De Belgische infrastructuur voor elektriciteitstransmissie is een van de meest betrouwbare in Europa. Dit is te danken aan het geoptimaliseerde beheer van de netinfrastructuur.

De operationele staat van het net wordt voortdurend bewaakt via systematische dataverzameling. Op basis van de opgebouwde knowhow en het gebruik van modellen die de performantie voorspellen, worden de onderhoudsprogramma's en de vervangingsbehoeften van minder betrouwbare uitrustingen geïdentificeerd en uitgevoerd. Dit geoptimaliseerde beheer kan echter niet wegnemen dat er belangrijke en toegenomen vervangingsbehoeften zijn ten gevolge van de veroudering van het net.



Figuur 5: Indicatief aantal projecten die vervangingen inhouden, uitgesplitst naar het type infrastructuur

Vaak kunnen synergieën worden gecreëerd tussen uitbreidingsinvesteringen en vervangingsinvesteringen. Zo kunnen vervangingsinvesteringen bijvoorbeeld voordeliger worden uitgevoerd in installaties waarin ook een netversterking gerealiseerd moet worden. Anderzijds zal enkel de infrastructuur worden vervangen waarvan de functionaliteit moet worden gehandhaafd om te voldoen aan de veranderende behoeften van de netgebruikers.

De netinfrastructuur wordt dus niet systematisch identiek gereconstrueerd. Er wordt altijd de voorkeur gegeven aan de technisch en economisch beste oplossing, die soms verschilt van de oorspronkelijke oplossing of een volledige herstructurering inhoudt van een groot gedeelte van het net.

Waar synergieën in mindere mate of niet mogelijk zijn, worden geïsoleerde 1-op-1 vervangingsprojecten gepland.

Investeringsprogramma in de periode tot 2025

IN DE PERIODE TOT 2025 ZAL HET NET NOG STERK EVOLUEREN, GEDREVEN DOOR DE KEUZES BETREFFENDE DE ENERGIETRANSITIE

Bovenop de hierboven vermelde projecten kondigen zich volgens de verschillende beschouwde scenario's van de Belgische energiemix meerdere projecten aan binnen de tijdshorizon van dit Ontwikkelingsplan. De realisatie van deze complementaire investeringen zal nodig blijken naargelang de overheden in ons land en in de ons omringende landen zich engageren tot een meer uitgesproken energietransitie richting 2030. Deze evolutie zal dus meer uitgesproken zijn in de scenario's 'V3 - Green transition' en 'V4 - Green revolution', waarin een aandeel van hernieuwbare energiebronnen van respectievelijk 50% en 60% werd verondersteld op Europees niveau.

Wanneer de energietransitie wordt voortgezet, zou de productiecapaciteit in de Belgische territoriale wateren (wind, opslag, golven) de vandaag verwachte capaciteit (2,3 GW) kunnen overstijgen. De 'Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030' voorziet een offshore windcapaciteit van 2800 MW. Ambities tot 3000 of zelfs 4000 MW zijn uitgesproken in het kader van studies binnen het 'North Seas Countries Offshore Grid Initiative'. Deze laatste waarde werd overgenomen in de scenario's 'V3 – Green transition' en 'V4 – Green revolution' van het Ontwikkelingsplan.

Indien de overheden zich zouden engageren tot het ontwikkelen van dergelijke capaciteiten in de Noordzee (offshore windenergie, golven of offshore energieopslag), zouden voor de nettoegang van een productiecapaciteit boven 2,3 GW congestiemaatregelen nodig zijn op het net tussen de kust en het binnenland. Om die congestie op te lossen zou **een tweede corridor moeten worden gebouwd tussen de offshore zones en het binnenland**.

Voor een offshore capaciteit van 3,3 GW blijkt uit voorstudies dat deze corridor de vorm zou kunnen aannemen van een gelijkstroomverbinding tussen de zone van de offshore domeinconcessies en de site van Doel. De technische uitdagingen voor de aanleg van een dergelijke verbinding in de Scheldemonding maken diepgaandere studies noodzakelijk. Verdere oplossingen (bv. een bijkomende gelijkstroomverbinding naar de zone Brussel of een 380 kV wisselstroomcorridor van de kust naar Izegem) zijn nodig om een capaciteit van 4 GW te integreren.

Een sterkere integratie van hernieuwbare energie impliceert eveneens opportuniteiten, tot zelfs uitgesproken noden, voor de verdere ontwikkeling van interconnecties. De studies uitgevoerd door ENTSO-E voorspellen een aanzienlijke verhoging van de noord-zuidfluxen en de oost-westfluxen doorheen het land ten gevolge van de energietransitie. Voor de beschouwde integratieniveaus in de scenario's 'V3 - Green transition' en 'V4 - Green revolution' **worden bijkomende interconnectieprojecten overwogen met het Verenigd Koninkrijk, Duitsland of Frankrijk. Een bijkomende interconnectie met het Verenigd Koninkrijk zou voordelig kunnen worden gecombineerd met een nieuwe verbinding tussen de zone met offshore concessies en het 380 kV station te Doel.**

Deze verschillende denkpistes worden bij wijze van informatie voorgesteld in het Ontwikkelingsplan. Ze maken het mogelijk om de gevolgen van extra productiecapaciteit uit hernieuwbare energiebronnen voor het transmissienet te identificeren, zowel in de Noordzee (bovenop de vandaag voorziene 2,3 GW) als onshore in België en in de buurlanden. Deze denkpistes maken het onderwerp uit van verdere studies, uitgevoerd in samenwerking met de transmissienetbeheerders van de buurlanden. De resultaten van deze studies zullen opgenomen worden in de volgende edities van het Federaal Ontwikkelingsplan.

Sleutelfactoren voor succes

Het Ontwikkelingsplan beschrijft het investeringsprogramma dat Elia noodzakelijk acht om ten volle te voldoen aan de huidige verwachtingen van het energie- en klimaatbeleid. De succesvolle uitvoering van dit programma hangt nauw samen met de volgende factoren.

EEN GEDEELDE LANGETERMIJNVISIE

Al in 2014 werd een gezamenlijke oproep gelanceerd voor een energiepact aan het adres van de beleidsmakers. Vertegenwoordigers van verbruikers, milieuorganisaties, de energiesector en de academische wereld hebben zich samen met industriële klanten en experts achter een gemeenschappelijk initiatief geschaard om een energiepact uit te werken voor België.

Het objectief bestaat erin een langetermijnvisie te bepalen ter ondersteuning van de lopende energietransitie. Dit pact moet rekening houden met de absoluut noodzakelijke consensus die moet worden bereikt tussen de collectieve behoeften en de positie van het individu.

Een doeltreffende ontwikkeling van het net, zoals voorgesteld in de federale ontwikkelingsplannen of de gewestelijke investeringsplannen, vereist ook een synchronisatie van het gewestelijke en federale energiebeleid.

Tot slot moeten de lokale, gewestelijke en federale overheden hun verantwoordelijkheid opnemen om een proactieve communicatie over de energietransitie tot stand te brengen. Dit houdt in dat wordt gepleit voor de voordelen van de noodzakelijke investeringen waarover een consensus bestaat, en dat de maatregelen van Elia worden gesteund met het oog op de publieke aanvaarding.

EEN STRATEGIE OM HET HOOFD TE BIEDEN AAN DE UITDAGING VAN HET STRUCTURELE EVENWICHT TUSSEN VRAAG EN AANBOD VAN ELEKTRICITEIT

Rekening houdend met de wettelijke kalender voor de Belgische kernuitstap, alsook met het variabele karakter van hernieuwbare energiebronnen, is het van primordiaal belang om over een voldoende groot en betrouwbaar productiepark te beschikken om de bevoorradingszekerheid in België te verzekeren.

Dit Ontwikkelingsplan is robuust ten aanzien van verschillende oplossingen die kunnen voortkomen uit een dergelijke strategie. Dankzij de versterkingen van de 380 kV backbone in combinatie met de ontwikkeling van interconnecties, maakt het Ontwikkelingsplan het inderdaad mogelijk om zowel nieuwe centrale productie-eenheden aan te sluiten op de backbone, als buitenlandse productie-eenheden te integreren indien daar een specifiek kader voor gecreëerd wordt. Het oprichten van een bindend grensoverschrijdend kader betreffende bevoorradingszekerheid valt niet onder de bevoegdheid van de transmissienetbeheerder.

Momenteel neemt de transmissienetbeheerder deel aan de monitoring van de bevoorradingszekerheid op CWE-niveau, in zoverre de informatie van de marktpartijen en de transmissienetbeheerders beschikbaar is. Deze informatie wordt onder andere gebruikt om de importfluxen tijdens de winterpiek te voorspellen in de berekeningen voor de strategische reserves. Deze dienen jaarlijks herzien te worden, aangezien de productiereserve in de buurlanden sterk kan wijzigen van het ene jaar op het andere.

PROCEDURES VOOR HET VERKRIJGEN VAN DE NOODZAKELIJKE VERGUNNINGEN EN TOELATINGEN VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET NET

De administratieve toelatingsprocedures moeten worden vereenvoudigd met het oog op de aanvaarding van grote infrastructuurprojecten door het publiek en het naleven van de ambitieuze realisatietermijnen waarmee de netgebruikers rekening houden. Dit geldt zowel voor de installaties van industriële gebruikers als voor de centrale en decentrale productiemiddelen:

- een uniek loket (inzake vergunningen) oprichten, met volledige integratie van de bestaande toelatingsprocedures inzake stedenbouw, milieu en energie, zowel op federaal als op gewestelijk niveau, voor de elektriciteitstransmissie-infrastructuur;
- een toename vermijden van het aantal milieustudies en openbare onderzoeken rond dezelfde of vergelijkbare thema's, zowel op gewestelijk als op federaal niveau, om verwarring bij de burgers en lange proceduretermijnen te voorkomen.

REGULATORISCH EN TARIFAIR KADER

Elia doet al het mogelijke om zo rechtvaardig mogelijke tarieven te garanderen. In bepaalde gevallen zullen de in dit Ontwikkelingsplan voorgestelde projecten leiden tot een verhoging van de tarieven die door de gemeenschap worden betaald. Deze tariefverhoging zal worden gecompenseerd door de voordelen die deze projecten bieden aan de netgebruikers (in termen van toegang tot de goedkoopste energie, betrouwbaarheid, bevoorradingszekerheid en integratie van hernieuwbare energiebronnen).

Een sluitend en stabiel regelgevend kader moet toelaten om de vragen inzake netontwikkeling te behandelen met de nodige transparantie. Het moet de netbeheerder een toereikend investeringsrendement bieden, zodat hij het nodige kapitaal (eigen vermogen en leningen) kan aantrekken om ook de investeringen van algemeen belang te realiseren die verder reiken dan zijn autofinancieringsvermogen.

Project	Omschrijving	Planning	Plan 2010-2020	P/I/C*	Commentaar
Projecten voorgesteld in de periode tot 2020					
STEVIN	Nieuwe bovengrondse lijn met twee 380 kV draadstellen tussen Zeebrugge en Zomergem, waarvan een deel ondergronds zal worden aangelegd, inclusief het station Stevin in Zeebrugge	2017	✓	P	
BRABO I	Tweede 380 kV dwarsregeltransformator in Zandvliet, tweede 380 kV draadstel tussen Doel en Zandvliet, en 380/150 kV transformator in Doel	2016	✓	P	De dwarsregeltransformator wordt in 2015 in dienst gesteld, in serie met de bestaande dwarsregeltransformator, om de energiestromen aan de noordgrens te optimaliseren in de winter
BRABO II	Nieuwe bovengrondse 380 kV lijn met twee draadstellen Zandvliet - Lillo - Liefkenshoek	2020	✓	P	
BRABO III	Nieuwe bovengrondse 380 kV lijn met twee draadstellen Liefkenshoek - Mercator	2023	✓	P	Of sneller indien de exploitatieduur van de vier kernreactoren van Doel wordt verlengd
NEMO	1 GW HVDC-verbinding tussen Gezelle (BE) en Richborough (VK)	2019	✓	P	
ALEGrO	1 GW HVDC-verbinding tussen Lixhe (BE) en Oberzier (DE)	2020	✓	P	
Meerhout	Uitbreiding van het 380 kV station Meerhout naar twee railstellen en de installatie van een koppeling	2017	✓	P	
Lixhe (Visé) - Herderen (Riemst)	Hoogperformant 380 kV draadstel tussen Lixhe en Herderen Nieuw 380 kV station in Lixhe (inclusief twee 380/220 kV transformatoren)	2017	✓	P	Gelinkt aan de bevoorradingszekerheid van de Luikse regio en het ALEGrO-project
	380/150 kV transformator te Lixhe (inclusief installatie van een 150 kV koppeling)	2019	✓	P	Gelinkt aan het ALEGrO-project
Gramme (Hoei) - Van Eyck (Kinrooi): fase I	Tweede draadstel Zutendaal - Van Eyck (hoogperformantiegeleiders) 380 kV station in Van Eyck 380/150 kV transformator op de nieuwe site André Dumont	2015	✓	P	In uitvoering
Mercator - Horta	Hoogperformantiegeleiders tussen de stations Mercator (Kruibeke) en Horta (Zomergem)	2019	✓	P	Project moet worden versneld indien een productie-eenheid wordt aangesloten op het 380 kV station Baekeland
Versterking van de zuidgrens	Hoogperformantiegeleiders tussen Avelin/Mastaing (FR) en Avelgem (BE), daarna tot Horta (Zomergem)	2022		P	Aanvang van de werken voor 2020
Interconnectie met Luxemburg	Fase I: 220 kV dwarsregeltransformator te Schifflange (LU)	2015	✓	P	Realisatie door CREOS
Onafhankelijkheid van het productiepark & importcapaciteit	Versterking van de 380/150 kV transformatie in Rodenhuize: · nieuwe 380/150 kV transformator op de site Baekeland · twee 150 kV kabels tussen de sites Baekeland en Rodenhuize	2018	✓	P	
	Versterking van de 380/150 kV transformatie in Gouy: · nieuwe 380/150 kV transformator op de site Courcelles · twee 150 kV kabels tussen de sites Courcelles en Gouy	2018	✓	P	
	Installatie van vier shuntreactoren (Brugge, Bruegel, Avernas en Aubange)	2015-2016	✓	P	
	Installatie van twee 150 kV condensatorbatterijen (Chièvres en La Croyère)	2016		P	
	Extra spanningsregelingsbehoeften na realisatie van de HVDC-interconnecties	2019		P	Evaluatie lopende

* P - gepland, I - indicatief, C - conditioneel

Project	Omschrijving	Planning	Plan 2010-2020	P/I/C*	Commentaar
Projecten voorgesteld op langere termijn (2020-2025)					
Massenhoven – Gramme - Van Eyck: fase II	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck: tweede 380 kV draadstel op bestaande masten, inclusief de installatie van een koppeling in Massenhoven 380 kV	2020-2025		C	Afhankelijk van de evolutie van de transitstromen en de daadwerkelijke aansluiting van productie-eenheden in de provincie Limburg
	Gramme - Van Eyck: versterking met hoogperformantiegeleiders	2020-2025	✓	C	
Interconnectie met Luxemburg	Fase II: twee 220 kV kabels tussen Aubange en Bascharage (LU)	2022	✓	I	De eerste resultaten van de evaluatie van deze versterking worden geïntegreerd in de TYNDP 2016
Noordgrens	Extra versterkingen door de installatie van dwarsregeltransformatoren en/of hoogperformantiegeleiders			I	De oplossing en de uitvoeringsplanning worden momenteel onderzocht met TenneT
Zuidgrens	Versterking van de as Aubange - Moulaine. De momenteel openstaande opties omvatten de aanleg van een 380 kV verbinding (op de bestaande masten in België) of de installatie van 220 kV dwarsregeltransformatoren			I	De oplossing en de uitvoeringsplanning worden momenteel onderzocht met RTE
Tweede interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk	Nieuwe interconnectie Verenigd Koninkrijk - België (1 GW)	2025		I	Scenario's van een meer uitgesproken energietransitie ('Green transition' en 'Green revolution')
Tweede interconnectie tussen België en Duitsland	Nieuwe interconnectie Duitsland - België (1 GW)	2025		I	
Versterking van de zuidgrens	Fase III: extra versterking met een nieuwe HVDC-interconnectie (1 GW) tussen Cappelle (FR) en Courcelles (BE) of tussen Zeebrugge en Warande (FR), evenals de installatie van 380 kV hoogperformantiegeleiders tussen Lonny en Gramme	2025		I	
Tweede offshore-onshorecorridor	De voorstudies neigen naar een oplossing bestaande uit een verbinding in gelijkstroom tussen Stevin/ offshore zone en het binnenland (bv. Doel)	2025		I	Scenario's van een meer uitgesproken energietransitie ('Green transition' en 'Green revolution') Deze versterking zal ook vroeger noodzakelijk zijn voor de niet-flexibele aansluiting van een offshore capaciteit boven 2,3 GW, zoals voor de aansluiting van een energie-atol op zee

* P - gepland, I - indicatief, C - conditioneel

Definitieve versie

Opgesteld in samenwerking met de Algemene Directie Energie van de Federale Overheidsdienst 'Economie, KMO, Middenstand en Energie' en het Federaal Planbureau.

Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet **2015-2025**

Inhoudsopgave

1 Wettelijk kader 26
1.1. Elia 28
1.2. De vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en de rol van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in België 28
1.3. Opstellen van een ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit 29
1.3.1. Wettelijke context van het Ontwikkelingsplan 29
1.3.2. Koppeling met de gewestelijke plannen 30
1.3.3. Opstellingsprocedure 30

2 Ontwikkelingsassen van het net 33
2.1. Energiecontext en beleidslijnen 34
2.1.1. Op Europees niveau 34
2.1.2. Op Belgisch niveau 35
2.2. Ontwikkelingsassen van het transmissienet 36
2.2.1. Ontwikkeling van interconnecties 37
2.2.2. Onthaal van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen 37
2.2.3. Onthaal van centrale productie-eenheden 38
2.2.4. Evolutie van het verbruik 38
2.2.5. Vernieuwing van verouderde uitrustingen 38

3 Ontwikkelingsmethodologie van het net 43
3.1. Verschillende toekomstopties 44
3.2. De behoeften bepalen 45
3.2.1. Marktstudies voor het bepalen van economische evenwichten 45
3.2.2. Bevoorradingszekerheidsstudies voor het beoordelen van de bevoorradingszekerheid 46
3.2.3. Loadflowstudies 46
3.2.4. Voorspellingsmodellen voor de performantie van de uitrustingen 47
3.3. De oplossingen uitwerken 49
3.3.1. Betrouwbaarheid 50
3.3.2. Economische efficiëntie 51
3.3.3. Duurzaamheid en aanvaardbaarheid 51
3.3.4. Veiligheid 53
3.4. Dynamische programmering van de investeringen 53

4 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet 55
4.1. Context 56
4.2. Twee tijdshorizonten, vijf scenario's 58
4.3. Opvallende trends in input 60
4.3.1. Onzekerheid van de elektriciteitsvraag 60
4.3.2. Opmars van hernieuwbare energiebronnen 62
4.3.3. Nood aan nieuwe productie-eenheden 64
4.3.4. Onzekerheid van prijzen 68
4.3.5. Overzicht van inputparameters 69
4.4. Opvallende trends uit marktsimulaties 71
4.5. Uitdagingen voor de toekomst 73

5 Ontwikkeling van de interconnecties en de backbone van het interne net 77
5.1. Sleutelrol in de transitie van de energiemix 78
5.2. De ontwikkeling van interconnecties 79
5.2.1. Een ambitieuze doch strategisch verantwoorde aanpak 79
5.2.2. Overzicht projecten 81
5.2.3. Noordgrens 81
5.2.4. Zuidgrens 84

5.2.5. Interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk: NEMO 84
5.2.6. Interconnectie tussen België en Duitsland: ALEGrO 85
5.2.7. Interconnectie tussen België en Luxemburg 86
5.3. De ontwikkeling van de backbone van het interne net 87
5.3.1. Capaciteitsreservaties 87
5.3.2. Overzicht projecten 88
5.3.3. Gramme (Hoei) – Van Eyck (Kinrooi) 89
5.3.4. Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst) 90
5.3.5. Meerhout 90
5.3.6. Massenhoven – Van Eyck – Gramme: potentiële upgrade 90
5.3.7. Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke) 90
5.3.8. Potentiële aansluiting productie-eenheid te Courcelles 91
5.3.9. Evolutie van de simultane ex ante importcapaciteit 91
5.3.10. Onafhankelijkheid van het productiepark 93
5.3.11. BOM: Black-Out Mitigation 94
5.4. Aansluiting en integratie tot 2,3 GW offshore wind 94
5.4.1. Klimaatdoelstellingen en economisch potentieel 94
5.4.2. Aansluiten van offshore wind 94
5.4.3. Integratie van offshore wind: STEVIN-project 97
5.5. Centrale energieopslag en ontwikkeling van het net 99
5.5.1. Onshore opslag van energie 99
5.5.2. Offshore opslag van energie 100
5.6. Langetermijnpotentieel van energietransitie 100
5.6.1. Langetermijnconcepten – e-Highway 2050 100
5.6.2. Verdere ontwikkeling van offshore energie: een tweede offshore-onshorecorridor 102
5.6.3. Additionele interconnecties 102
5.7. Overzichtskaart projecten 103

6 Ontwikkeling van de 220-150-110 kV netten 105
6.1. Inleiding 106
6.2. Provincie Antwerpen 107
6.2.1. Noorderkempen 107
6.2.2. Herstructurering Antwerpen 107
6.2.3. Hernieuwbare energie en decentrale productie 108
6.2.4. Vervangingsprojecten 108
6.2.5. Versterking naar middenspanning 108
6.2.6. Overzichtskaart projecten 109
6.3. Provincie Waals-Brabant 110
6.3.1. Versterking van de transformatie naar middenspanning in Waterloo 110
6.3.2. Vervangingsprojecten 110
6.3.3. Vervanging van de 150 kV lijn tussen de onderstations van Gouy en Drogenbos 110
6.3.4. Gerichte vervanging van hoogspanningsverbindingen 110
6.3.5. Overzichtskaart projecten 111
6.4. Provincie Henegouwen 112
6.4.1. Herstructurering van het 150 kV en 70 kV net in La Louvière, Bascoup, La Croyère en Fontaine-l'Evêque en versterking van de transformatie naar de middenspanning in de zone 112
6.4.2. Herstructurering en versterking van de transformatie naar de middenspanning rond het onderstation Obourg 112
6.4.3. Herstructurering van het 30 kV net rond Dampremy en versterking van de 150/10 kV transformatie van het onderstation Gosselies 112
6.4.4. Vervanging van de transformatoren van Farciennes en herstructurering van de zone Farciennes, Gilly, Liberchies 113
6.4.5. Vernieuwing en herstructurering van de regio Monceau, Gouy, Marchienne-au-Pont, Charleroi 113

6.4.6. Herstructurering van het 150 kV en 70 kV net in de regio Harmignies, Ciply, Pâturages en onthaalcapaciteit voor decentrale productie-eenheden 113
6.4.7. Versterking van de transformatie naar middenspanning 114
6.4.8. Plaatsing van Ampacimon-modules op de 150 kV lijnen tussen de onderstations Baudour en Chièvres 114
6.4.9. Vervangingsprojecten 114
6.4.10. Uitzonderlijke vervangingen en reparaties 115
6.4.11. Aanleg van een nieuwe 150 kV kabel tussen de onderstations van Gouy en Ville-sur-Haine en installatie van een 380/150 kV transformator te Courcelles 115
6.4.12. 150/150 kV dwarsregeltransformator in het onderstation van Chièvres 115
6.4.13. Overzichtskaart projecten 116
6.5. Provincie Limburg 117
6.5.1. Oost-Limburg 117
6.5.2. Limburg-Kempen 117
6.5.3. Hernieuwbare energie en decentrale productie 117
6.5.4. Vervangingsprojecten 117
6.5.5. Overzichtskaart projecten 118
6.6. Provincie Luik 119
6.6.1. De Oostlus en de hub van Brume 119
6.6.2. Versterking van de transformatie naar middenspanning in Lixhe 120
6.6.3. Herstructurering en aanleg van het 220 kV en 150 kV net rondom Luik en versterking van het onderliggende 70 kV net 120
6.6.4. Evolutie van de regio van Eupen en Battice 121
6.6.5. Gebruik van de lijn op 150 kV tussen Gramme en Rimière in het lokale 70 kV transmissienet 121
6.6.6. Herstructurering van de regio Seraing - Ougrée 121
6.6.7. Vervangingsprojecten 122
6.6.8. Overzichtskaart projecten 122
6.7. Provincie Luxemburg 123
6.7.1. Zone Bomal-Soy 123
6.7.2. Orgéo-lus 123
6.7.3. Zuidlus 123
6.7.4. Vervangingsprojecten 123
6.7.5. Overzichtskaart projecten 124
6.8. Provincie Namen 125
6.8.1. Rode draden en belangrijke projecten 125
6.8.2. Vervangingsprojecten 125
6.8.3. Overzichtskaart projecten 126
6.9. Provincie Oost-Vlaanderen 127
6.9.1. Projecten gelinkt aan de backbone 127
6.9.2. Eeklo 127
6.9.3. Haven van Gent 127
6.9.4. Gent Centrum 128
6.9.5. Sint-Niklaas – Temse – Hamme 128
6.9.6. Aalst - Dendermonde 128
6.9.7. Hernieuwbare en decentrale productie 128
6.9.8. Vervangingsprojecten 128
6.9.9. Waaslandhaven 129
6.9.10. Overzichtskaart projecten 129
6.10. Provincie Vlaams-Brabant 130
6.10.1. Eizeringen en Kobbegem 130
6.10.2. Leuven 130
6.10.3. Tienen – Sint-Truiden 130
6.10.4. Vervangingsprojecten 130
6.10.5. Overzichtskaart projecten 130

6.11. Provincie West-Vlaanderen 131
6.11.1. Projecten gelinkt aan de backbone 131
6.11.2. Shuntreactor in de kustregio 131
6.11.3. Regio Brugge - Zedelgem - Slijkens 131
6.11.4. Plaatsing van Ampacimon-modules op de lijnen tussen Brugge - Langerbrugge - Nieuwe Vaart 131
6.11.5. Lendelede Oost 131
6.11.6. Westhoek 132
6.11.7. Vervangingsprojecten 132
6.11.8. Schoondale 132
6.11.9. Pittem 132
6.11.10. Overzichtskaart projecten 133
6.12. Brussels Hoofdstedelijk Gewest 134
6.12.1. Ontwikkelingen in het centrum van Brussel 134
6.12.2. Ontwikkelingen in het westen van Brussel 134
6.12.3. Vervanging van de verbinding Dhanis – Ixelles (150 kV) 135
6.12.4. Vernieuwing van het 150 kV onderstation Ixelles 135
6.12.5. Vervangingsprojecten 136
6.12.6. Overzichtskaart projecten 136

7 Bijlage 1 : Overzichtstabellen en legende 139
7.1. Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de interconnecties en de backbone van het interne net 140
7.2. Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de netten 220-150-110 kV 146
7.3. Overzichtstabel projecten stand van zaken 172
7.4. Legende kaarten 182

Lijst van Figuren

Figuur 1: Uitdagingen voor de rol van transmissienetbeheerder 2
Figuur 2: Scenario's 2030 van het Ontwikkelingsplan 2015-2025 5
Tabel 1: Projecten voor aansluiting van centrale productie-eenheden op de 380 kV backbone in het kader van dit Ontwikkelingsplan 8
Figuur 3: Ontwikkeling van de interconnecties en van de backbone van het interne 380 en 220 kV net 9
Figuur 4: Overzicht van de toegekende domeinconcessies voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in de Noordzee en van het 380 kV transmissienet in de kuststreek 10
Figuur 5: Indicatief aantal projecten die vervangingen inhouden, uitgesplitst naar het type infrastructuur 12
Figuur 1.1: De drie opdrachten van Elia 28
Figuur 2.1: Drie pijlers van het Europese energiebeleid 34
Figuur 2.2: Uitsplitsing van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen naar bouwjaar 39
Figuur 2.3: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrustingen naar technologie en spanningsniveau 39
Figuur 2.4: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrustingen naar bouwjaar 40
Figuur 2.5: Uitsplitsing van de verbindingen naar bouwjaar 41
Figuur 3.1: Identificatieproces van de projecten van het Ontwikkelingsplan 44
Figuur 3.2: Economische inschakeling van het productiepark tijdens een typeweek, voortvloeiend uit een economisch evenwichtsmodel (theoretisch voorbeeld) 45
Figuur 3.3: Voorbeeld van een resultaat van een loadflowmodel in een gesimuleerde situatie 47
Figuur 3.4: Voorbeeld van de inschatting van de performantie van een uitrusting – de badkuipcurve 48
Figuur 3.5: Overzicht van het telecomnetwerk 49

Figuur 3.6: Evaluatie van mogelijke oplossingen 50
Figuur 3.7: Dynamisch beheer van de projectenportefeuille 53
Figuur 4.1: Overzicht van de vier scenario's in TYNDP 2014 56
Figuur 4.2: Verhaallijn voor het EU 2020-scenario 58
Figuur 4.3: Link met de TYNDP 2014-scenario's 58
Figuur 4.4: Verhaallijn voor de 2030-scenario's 59
Figuur 4.5: Parameters die de grootste verschillen tussen de scenario's bepalen 60
Figuur 4.6: Evolutie van de vraag naar elektriciteit 61
Tabel 4.1: Overzicht van parameters die de elektriciteitsvraag beïnvloeden 61
Figuur 4.7 : Evolutie van de piekvraag naar elektriciteit 62
Figuur 4.8: Geïnstalleerd vermogen aan HEB voor 2020 63
Figuur 4.9: Geïnstalleerd vermogen aan HEB voor de verschillende 2030-scenario's 63
Figuur 4.10: Geïnstalleerd vermogen aan nucleaire eenheden 64
Figuur 4.11: Deterministische methode voor het analyseren van de bevoorradingszekerheid (bron: ENTSO-E SO&AF) 67
Tabel 4.2: Overzicht van het aantal beschouwde gaseenheden in de verschillende scenario's 67
Tabel 4.3: Overzicht brandstof- en CO_2-prijzen 69
Tabel 4.4: Overzicht van parameters in de verschillende scenario's 69
Figuur 4.12: Overzicht van productiecapaciteit in de tijd 70
Figuur 4.13: Ontwikkeling opgesteld productievermogen voor de verschillende scenario's 70
Figuur 4.14: Evolutie van de energiemix 71
Figuur 4.15: Evolutie van de balans voor België 72
Figuur 4.16: Bijdrage van HEB aan de nationale elektriciteitsvraag 72
Figuur 4.17: Nood aan flexibiliteit in de winter - 2020 73
Figuur 4.18: Nood aan flexibiliteit in de zomer - 2020 73
Figuur 5.1: Sleutelrol van de backbone 78
Tabel 5.1: Overzichtstabel interconnectieprojecten 80
Tabel 5.2: Overzichtstabel jaarlijkse toename aan Europese welfare van de interconnectieprojecten 81
Figuur 5.2: Illustratie BRABO-project 83
Figuur 5.3: Illustratie ALEGrO 85
Figuur 5.4: Evolutie hernieuwbare energie in Duitsland (2000 – 2012) 86
Tabel 5.3: Projecten ter aansluiting van centrale productie-eenheden op het 380 kV net in het kader van een detailstudie 88
Tabel 5.4: Overzichtstabel interne backboneprojecten 89
Figuur 5.5: Overzicht van de domeinconcessies toegewezen voor de bouw en exploitatie van windmolenparken, en de ontwikkeling van het 380 kV transportnet in de kustregio 95
Figuur 5.6: Illustratie van het 'stopcontact op zee' 96
Figuur 5.7: Illustratie van het STEVIN-project 98
Figuur 5.8: Langetermijnconcepten voor de ontwikkeling van het net in de Noordzeeregio 101
Figuur 5.9: Ontwikkeling van interconnecties en de interne backbone, met inbegrip van de vervangingsprojecten en projecten ter versterking van de transformatiecapaciteit 103
Figuur 6.1: Overzichtskaart projecten provincie Antwerpen 109
Figuur 6.2: Overzichtskaart projecten provincie Waals-Brabant 111
Figuur 6.3: Overzichtskaart projecten provincie Henegouwen 116
Figuur 6.4: Overzichtskaart projecten provincie Limburg 118
Figuur 6.5: Overzichtskaart projecten provincie Luik 122
Figuur 6.6: Overzichtskaart projecten provincie Luxemburg 124
Figuur 6.7: Overzichtskaart projecten provincie Namen 126
Figuur 6.8: Overzichtskaart projecten provincie Oost-Vlaanderen 129
Figuur 6.9: Overzichtskaart projecten provincie Vlaams-Brabant 130
Figuur 6.10: Overzichtskaart projecten provincie West-Vlaanderen 133
Figuur 6.11: Overzichtskaart projecten Brussels Hoofdstedelijk Gewest 136
Figuur 7.1: Opeenvolging van de verschillende statussen van een project 140

1

Wettelijk kader

1.1 | Elia

1.2 | De vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en de rol van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in België

1.3 | Opstellen van een Ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit

1.1. Elia

De Elia groep is in België opgebouwd rond Elia System Operator, dat samen met zijn dochteronderneming Elia Asset één economische entiteit vormt en handelt onder de naam Elia.
Elia System Operator is houder van de licenties van transmissienetbeheerder voor elektriciteit op federaal vlak voor de spanningsniveaus 380/220/150/110 kV, lokaal transmissienetbeheerder in het Waalse Gewest, gewestelijk transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en distributienetbeheerder in het Vlaamse Gewest ('plaatselijk vervoernet'), telkens voor de netten van 70 kV tot en met 30 kV[2].

Elia bezit het volledige Belgische elektriciteitsnet op zeer hoge spanning (380 kV tot 110 kV, aansluitingsinstallaties uitgezonderd) en het merendeel van de hoogspanningsnetten in België (van 70 kV tot 30 kV, op basis van een nominatieve lijst). Daarnaast heeft Elia op 19 mei 2010 een participatie van 60% verworven in de Duitse transmissienetbeheerder 50Hertz Transmission.

1.2. De vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en de rol van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in België

De openstelling van de elektriciteitsmarkt voor concurrentie werd ingeluid door Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit. De meest recente Richtlijn 2009/72/EG betreffende de interne markt voor elektriciteit die op Europees niveau ter stemming is voorgelegd, werd aangenomen in juli 2009 en op federaal niveau omgezet door de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt[3] ('Elektriciteitswet'). De wet van 29 april 1999 werd voor het laatst gewijzigd op 8 mei 2014[4].
In het kader van deze wetgeving worden de productie en de verkoop van elektriciteit georganiseerd volgens het principe van de vrije concurrentie. De transmissie van elektriciteit daarentegen valt onder een natuurlijk monopolie. De transmissienetten vervullen dan ook een unieke rol: ze bieden gemeenschappelijke ondersteuning aan de diverse marktspelers, onder het toezicht van de gewestelijke regulatoren en van een federale regulator, afhankelijk van de verdeling van de bevoegdheden inzake elektriciteit.

Als transmissienetbeheerder heeft Elia drie hoofdopdrachten.

BEHEERDER VAN HET ELEKTRICITEITSSYSTEEM
Elia regelt de toegang tot het hoogspanningsnet op objectieve en transparante wijze voor alle netgebruikers en organiseert de transmissie van elektriciteit in België, met inbegrip van alle diensten die nodig zijn om dit mogelijk te maken. Elia waakt 24 uur per dag over de goede werking van het net en over het beheer van de energiestromen. Daarnaast regelt Elia het evenwicht tussen productie en verbruik in de Belgische regelzone. Ook de energie-uitwisselingen met de omringende landen zijn van belang voor een zekere, betrouwbare en stabiele elektriciteitstransmissie.

De wet van 26 maart 2014 heeft de Elektriciteitswet van 29 april 1999 gewijzigd door een mechanisme toe te voegen dat 'strategische reserve' genoemd wordt. Dit mechanisme moet ertoe bijdragen dat er in winterperiodes een adequaat niveau van bevoorradingszekerheid in België wordt verzekerd. Dit mechanisme vertrouwt Elia een nieuwe rol toe, meer bepaald de aanleg van deze reserve.

Figuur 1.1: De drie opdrachten van Elia

2 Federale staat: licentie van 17/09/2002 voor een duur van 20 jaar. Vlaams Gewest: licentie van 5/09/2002 voor een duur van 12 jaar; Elia werd aangeduid als lokaal transmissienetbeheerder bij beslissing van de VREG van 8 februari 2012. De aanduiding geldt voor een termijn van 12 jaar te rekenen vanaf 1 januari 2012.
Waals Gewest: licentie van 17 september 2002 voor een duur van 20 jaar. Brussels Hoofdstedelijk Gewest: licentie van 13 juli 2006, voor een termijn van 20 jaar die op 26 november 2021 verstrijkt.

3 Wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen (B.S. van 11/01/2012).

4 Wet van 8 mei 2014 houdende diverse bepalingen inzake energie (B.S. van 04/06/2014).

DE INFRASTRUCTUUR BEHEREN
Elia staat in voor het onderhoud en de instandhouding van de hoogspanningsinstallaties (op de spanningsniveaus van 30 kV tot 380 kV): luchtlijnen, ondergrondse kabels, transformatoren, enz. Elia ontwikkelt en verbetert het net met behulp van de meest geavanceerde technologieën, in overeenstemming met de vereisten van de elektriciteitsmarkt en de gemeenschap.

MARKTFACILITATOR
Elia wil deze rol ten volle vervullen door diensten en mechanismen te organiseren die de toegang tot het net voor de netgebruikers vergemakkelijken, die tot de liquiditeit van de elektriciteitsmarkt bijdragen en de vrije concurrentie tussen de verschillende marktspelers bevorderen. Elia heeft hiertoe meerdere mechanismen ingevoerd, zowel op het niveau van de Belgische markt als op het vlak van het beheer van de internationale interconnecties[5].

Het toekomstige energiebeleid van België wordt eveneens aanzienlijk beïnvloed door de Europese bepalingen inzake hernieuwbare energieproductie en energie-efficiëntie[6,7]. De Europese richtlijnen vormen de grondslag van de verbintenissen die de federale staat en de gewesten zijn aangegaan om tegen 2020 te voldoen aan dwingende doelstellingen op het vlak van hernieuwbare elektriciteitsproductie, en om ook tegen 2030[8] en 2050[9] op dezelfde weg voort te gaan. De verplichtingen op het vlak van energie-efficiëntie beogen vooral een inperking van de groeiende vraag naar primaire energie. Deze richtlijnen hebben een invloed op de activiteiten van Elia, aangezien het net zal moeten worden aangepast aan de nieuwe uitdagingen van decentrale elektriciteitsproductie. Deze worden beschreven in de hoofdstukken 5 en 6 van dit Ontwikkelingsplan.

Tot slot heeft de Elektriciteitswet Elia de hoedanigheid verleend van transmissienetbeheerder in de Belgische territoriale wateren. Deze bevoegdheid laat Elia bijgevolg toe om het transmissienet op zee te ontwikkelen, vooral wat de aansluiting van de offshore windturbineparken betreft.

1.3. Opstellen van een Ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit

In het huidige document wordt het Ontwikkelingsplan voor het transmissienet van elektriciteit voorgesteld dat de netbeheerder conform de Elektriciteitswet moet opstellen.

1.3.1. Wettelijke context van het Ontwikkelingsplan

De algemene bepalingen met betrekking tot het opstellen van het Ontwikkelingsplan zijn opgenomen in de Elektriciteitswet en het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit. In artikel 13, § 2 van de Elektriciteitswet wordt bepaald dat het Ontwikkelingsplan enerzijds een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit moet bevatten, met aanduiding van de onderliggende hypothesen, en anderzijds het investeringsprogramma waartoe de netbeheerder zich verbindt om het uit te voeren teneinde aan deze behoeften te voldoen.

Het Ontwikkelingsplan houdt eveneens rekening met de nood aan een aangepaste reservecapaciteit en met projecten van gemeenschappelijk belang ('Projects of Common Intrest') die door de instellingen van de Europese Unie zijn aangewezen. In dit opzicht moet worden onderstreept dat de projecten van gemeenschappelijk belang die de Europese Commissie in 2014 in overeenstemming met de Europese Verordening 347/2013[10] heeft geselecteerd (met name de projecten Belgian Offshore Grid, NEMO, ALEGrO en Interconnector Luxemburg), in het voorliggende Ontwikkelingsplan zijn opgenomen.

Bij de uitwerking van het Ontwikkelingsplan moet er rekening worden gehouden met de meest recente prospectieve studie over de middelen voor elektriciteitsproductie, opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau. Het Ontwikkelingsplan moet een periode van 10 jaar bestrijken.

5 Elia heeft in samenwerking met de transmissienetbeheerders uit de buurlanden verschillende mechanismen ingevoerd voor de toewijzing van grensoverschrijdende capaciteit, zoals de marktkoppeling tussen Frankrijk, België en Nederland, die intussen werd uitgebreid tot de Scandinavische en Britse markt en sinds mei 2014 ook tot de Zuidwest-Europese markt.
6 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.
7 Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie, tot wijziging van Richtlijnen 2009/125/EG en 2010/30/EU en houdende intrekking van de Richtlijnen 2004/8/EG en 2006/32/EG.
8 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's, 'Een beleidskader voor klimaat en energie voor de periode begrepen tussen 2020 en 2030', 2014.
9 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's, 'Energiestappenplan 2050', 2011.
10 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 de Verordeningen (EG) nr. 713/2009, nr. 714/2009 en nr. 715/2009.

In uitvoering van de bepalingen vervat in de artikelen 9 tot 14 van de wet van 13 februari 2006[11] wordt het ontwerp van Ontwikkelingsplan aan een openbare raadpleging onderworpen. De milieueffecten van het Ontwikkelingsplan worden ook beoordeeld.

Voorts stipuleert het derde Europese pakket[12] dat het Ontwikkelingsplan van de Belgische netbeheerder conform dient te zijn met het tweejarig niet-bindend Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) opgesteld door ENTSO-E. De meest recente versie van het TYNDP is beschikbaar op de website van ENTSO-E[13].

1.3.2. Koppeling met de gewestelijke plannen

Elia bezit een licentie van transmissienetbeheerder voor elektriciteit op federaal niveau, van lokale transmissienetbeheerder (30/70 kV netten) in het Vlaamse Gewest, van lokale transmissienetbeheerder in het Waalse Gewest en van gewestelijke transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

In die hoedanigheden moet Elia eveneens een Investeringsplan voor het Vlaamse Gewest[14], een Investeringsplan voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest[15] en een 'Plan d'Adaptation' voor het Waalse Gewest[16] opstellen.

Aangelegenheden die betrekking hebben op de ontwikkeling van het net zijn voor Elia op technisch en economisch vlak onsplitsbaar. Daarom zijn een homogene definitie, optimalisering, programmering en behandeling op federaal en regionaal niveau vereist. De verschillende plannen die Elia op federaal en regionaal niveau indient, vormen een coherent geheel dat een optimum nastreeft voor het hele net, van 380 kV tot en met 30 kV.

1.3.3. Opstellingsprocedure

Conform het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit, werd het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 opgesteld in samenwerking met het Federaal Planbureau en de Algemene Directie Energie.

Het ontwerp van het Ontwikkelingsplan werd voorgelegd aan de federale regulator (CREG) en de bevoegde minister voor het Mariene Milieu.

Vervolgens werden de milieueffecten van het plan beoordeeld op basis van de bepalingen uit artikelen 9 tot en met 14 van de wet van 13 februari 2006.

Na deze beoordeling heeft de netbeheerder het ontwerp van het aangepaste Ontwikkelingsplan aangepast: de adviezen, opmerkingen, rapporten en resultaten van de openbare raadpleging werden opgenomen volgens de vastgelegde procedure in de wet van 13 februari 2006.

Op basis van een verklaring van de Algemene Directie Energie wordt het aangepaste Ontwikkelingsplan ter goedkeuring voorgelegd aan de bevoegde federale Minister van Energie.

Het Federaal Ontwikkelingsplan omvat de periode vanaf 1 januari 2015 tot 1 januari 2025.

11 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 (B.S. van 10.3.2006).
12 Artikel 8 §3, punt b & Artikel 8 §11 van de Verordening (EG) nr. 714/2009.
13 https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx
14 Vlaams Investeringsplan, voorzien in artikel 4.1.19 van het Energiedecreet van 8 mei 2009, B.S. 7 juli 2009, in werking getreden op 1 januari 2011.
15 Investeringsplan, voorzien in art. 20 van het Besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering tot goedkeuring van het technisch reglement voor het beheer van het gewestelijke transmissienet voor elektriciteit, B.S. van 28 september 2006.
16 'Plan d'Adaptation', voorzien in art. 27 van het Besluit van de Waalse Regering betreffende de herziening van het technisch reglement voor het beheer van het lokale elektriciteitstransmissienet in het Waalse Gewest en de toegang ertoe, B.S. van 24 juli 2007.

SAMENVATTING VAN DE GEVOLGDE PROCEDURE VOOR DE OPSTELLING VAN HET PLAN

Conform de geldende wettelijke bepalingen worden de voornaamste stappen in het opstelproces van het definitieve Ontwikkelingsplan 2015-2025 hieronder opgesomd in chronologische volgorde:

- januari 2015: publicatie van de 'Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen het jaar 2030' (EPE2) door de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, en het Federaal Planbureau;
- 6 januari 2015: verzoek om advies van de CREG en de bevoegde minister voor het Mariene Milieu met betrekking tot het ontwerp van het Ontwikkelingsplan 2015-2025;
- 3 februari 2015: ontvangst van advies 1399 van de CREG met betrekking tot het ontwerp van het Ontwikkelingsplan 2015-2025;
- 3 februari 2015: ontvangst van het advies van de bevoegde minister voor het Mariene Milieu met betrekking tot het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025;
- 4 februari 2015: verzoek om advies van het Comité SEA van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu met betrekking tot het ontwerp van het register van milieueffecten gelinkt aan het Federaal Ontwikkelingsplan;
- 4 maart 2015: ontvangst van het advies van het Federaal Comité SEA met betrekking tot het ontwerp van de lijst met milieueffecten;
- 11 mei 2015: verzending van de definitieve lijst, aangepast volgens het advies met betrekking tot het voorontwerp, door Elia naar het Federaal Comité SEA;
- 24 april 2015: aankondiging van de openbare raadpleging over het ontwerp van het Ontwikkelingsplan 2015-2025 en het bijhorende rapport van de strategische evaluatie van de milieueffecten de portaalsite belgium.be;
- 27 april 2015: aankondiging van de openbare raadpleging in het Belgisch Staatsblad;
- 27 april 2015: aankondiging van de openbare raadpleging op de website van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie;
- 28 april 2015: aankondiging van de openbare raadpleging op de website elia.be;
- 13 mei 2015: verzending, met het verzoek om advies, van het ontwerp van het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 en het bijhorende rapport van de strategische evaluatie van de milieueffecten naar de regeringen van het Vlaams Gewest, het Waals Gewest en het Brussels Hoofdstedelijk Gewest;
- 13 mei 2015: verzending, met het verzoek om advies, van het ontwerp van het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 en het bijhorende rapport van de strategische evaluatie van de milieueffecten naar het Comité SEA van de FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu;
- 13 mei 2015: start van de openbare raadpleging voor een duur van zestig dagen;
- 19 mei 2015: verzending, met het verzoek om advies, van het ontwerp van het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 en het bijhorende rapport van de strategische evaluatie van de milieueffecten naar de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling (FRDO);
- 24 juni 2015: ontvangst door Elia van het advies van het Comité SEA, zoals goedgekeurd op 16 juni 2015;
- 13 juli 2015: ontvangst door Elia van het advies van de regering van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest d.d. 9 juli 2015;
- 14 juli 2015: ontvangst door Elia van het advies van de Waalse Regering zoals goedgekeurd op 9 juli;
- 15 juli 2015: afsluiting van de openbare raadpleging;
- 15 juli tot 31 augustus 2015: aanpassing door Elia van het ontwerp van het Ontwikkelingsplan en integratie van de elementen uit de verschillende adviezen en commentaren van het consultatieproces;
- 7 augustus 2015: ontvangst door Elia van het advies van het Federaal Comité voor Duurzame Ontwikkeling, zoals goedgekeurd door zijn algemene vergadering op 29 juli 2015;
- 1 september 2015: finalisering van de redactie van het aangepaste Ontwikkelingsplan 2015-2015;
- 18 september 2015: verzending door Elia van de aangepaste versie van het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 naar de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, om het proces van de goedkeuring door de Minister van Energie te starten;

2

Ontwikkelingsassen van het net

2.1 | Energiecontext en beleidslijnen
2.2 | Ontwikkelingsassen van het transmissienet

Federaal Ontwikkelingsplan
van het transmissienet
2015-2025

2.1. Energiecontext en beleidslijnen

Elektriciteit is een cruciale productiefactor. Een veilige, betrouwbare en stabiele elektriciteitsvoorziening is van essentieel belang voor ieders activiteiten en voor de economische groei.

De ontwikkeling van het elektriciteitssysteem wordt ingrijpend beïnvloed door de Europese, nationale en gewestelijke beleidslijnen. Deze hechten het grootste belang aan de bevoorradingszekerheid, het concurrentievermogen van onze economie alsook aan de duurzaamheid van de elektriciteitsvoorziening.

De **bevoorradingszekerheid** staat of valt met een voldoende groot en betrouwbaar productiepark dat aan de elektriciteitsvraag kan tegemoet komen. De productie moet ook voldoende flexibel zijn om de evoluties op het vlak van de vraag te kunnen volgen of de intermittentie van hernieuwbare energiebronnen te kunnen opvangen.

De bevoorradingszekerheid kan worden verhoogd door toegang te verlenen aan een zo groot mogelijk aantal productie-eenheden met uiteenlopende primaire energiebronnen. In dit opzicht zorgt de ontwikkeling van interconnecties voor een diversificatie van bevoorradingsbronnen.

De **betrouwbaarheid van het net** is ook essentieel voor de bevoorradingszekerheid. Enkel een goed uitgebouwd net, ontwikkeld met het oog op een zeer hoge betrouwbaarheid, kan ervoor zorgen dat de geproduceerde energie naar de verbruikscentra kan worden vervoerd. Het net moet voortdurend worden aangepast om een hoog performantieniveau te behalen, de economische bedrijvigheid te ondersteunen en aan de eisen van alle netgebruikers tegemoet te komen.

Het **concurrentievermogen van de elektriciteitsvoorziening** is ook van primordiaal belang. De ontwikkeling van de interne markt voor elektriciteit speelt in dit verband een sleutelrol door de deur te openen voor meer concurrentie tussen de marktspelers. Deze concurrentie moet leiden tot goedkopere energie, ten voordele van particulieren, ondernemingen en de concurrentiekracht van onze economie in het algemeen. In dat verband zorgen de interconnecties voor ruimere mogelijkheden voor uitwisseling van energie en voor toegang tot de energievoorziening tegen de beste prijs.

Verder is ook **duurzaamheid van de elektriciteitsvoorziening** een centraal aandachtspunt. De strijd tegen de klimaatopwarming is een vast onderdeel van de actieprogramma's van het Europese, nationale en gewestelijke beleid. Door hernieuwbare energiebronnen in de energiemix op te nemen, moet er minder elektriciteit op basis van fossiele brandstoffen worden geproduceerd en zijn we ook minder afhankelijk van die brandstoffen.

2.1.1. Op Europees niveau

Deze elementen zijn op Europees niveau in concrete beleidsmaatregelen vertaald.

Het **'klimaat- en energiepakket'**[17] wil op Europees niveau de volgende doelstellingen in 2020 bereiken (de 20/20/20-doelstellingen):

- een vermindering met ten minste 20% van de uitstoot van broeikasgassen door de lidstaten ten opzichte van de niveaus die in 1990 werden bereikt;
- een aandeel van 20% aan energie uit hernieuwbare energiebronnen in het bruto eindverbruik van energie;
- een vermindering met 20% van het primaire energieverbruik in vergelijking met de verwachte niveaus door de invoering van beleidsmaatregelen op het vlak van energie-efficiëntie.

Het pakket omvat een specifieke wetgeving die het mogelijk maakt om deze doelstellingen in verschillende actiedomeinen te bereiken (vermindering van de uitstoot van broeikasgassen, bevordering van hernieuwbare energie en energie-efficiëntie, afvang en opslag van koolstof). Meer in het bijzonder legt de Richtlijn[18] inzake de bevordering van hernieuwbare energie bindende nationale streefcijfers vast voor de productie van hernieuwbare energie, alsook een indicatief traject voor het verwezenlijken van deze streefcijfers tegen 2020.

Figuur 2.1: Drie pijlers van het Europese energiebeleid

17 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's - Naar 20-20 in 2020 - Kansen van klimaatverandering voor Europa, COM (2008).

18 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.

Voor België is de doelstelling vooropgesteld dat tegen 2020 13% van het bruto eindverbruik van energie door productie uit hernieuwbare energiebronnen moet gedekt worden. Bovendien moet België tegen dan zijn uitstoot van broeikasgassen met 15% hebben verminderd ten opzichte van de niveaus van 2005 voor sectoren die niet aan Emission Trading zijn onderworpen, dat wil zeggen de huishoudens, het transport, de landbouw, de tertiaire sector en de 'kleine industrie'.

De derde reeks wetgevende maatregelen op het gebied van energie (**'derde Europees energiepakket'**) beoogt de verdere ontwikkeling van de interne markt voor elektriciteit, in lijn met ontwikkelingen die sinds 1996 zijn doorgevoerd, in het kader van de eerste twee richtlijnen.

Dit pakket omvat drie wetteksten in verband met elektriciteit:

- de 'derde elektriciteitsrichtlijn'[19] vervangt de vorige richtlijn en introduceert meer specifieke maatregelen met het oog op de daadwerkelijke scheiding tussen de activiteiten van levering en productie enerzijds, en het beheer van de netten anderzijds. De richtlijn voorziet ook in maatregelen voor de verdere harmonisatie van de bevoegdheden van de nationale energieregulatoren;
- de verordening nr. 714/2009 met betrekking tot grensoverschrijdende handel in elektriciteit vervangt de vorige verordening[20] en bevestigt de taken die aan de transmissienetbeheerders zijn toegekend op het vlak van congestiebeheer en de toewijzing van internationale capaciteit. Daarnaast voorziet de verordening in de oprichting van ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), een organisme dat als taak heeft het beheer van de netten, de netveiligheid, de grensoverschrijdende uitwisselingen (en dus de interconnecties) en de exploitatie van de netten beter te coördineren;
- de verordening nr. 713/2009 die voorziet in de oprichting van een overlegorgaan tussen nationale regelgevende instanties.

Voorts introduceert het derde Europees pakket het tweejarig niet-bindend Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) dat de Europese netbeheerders die deel uit maken van ENTSO-E om de twee jaar moeten opstellen[21].

Op 15 december 2011 heeft de Europese Commissie de mededeling 'Europese energiestappenplan 2050'[22] aangenomen. De Europese Unie is de verbintenis aangegaan om haar broeikasgassenuitstoot tegen 2050 met 80 tot 95% te verminderen ten opzichte van de uitstootwaarden van 1990. In deze mededeling worden de uitdagingen besproken die met deze nagestreefde decarbonisering gepaard gaan, waarbij de bevoorradingszekerheid en de concurrentiekracht van de Europese Unie niet in het gedrang mogen komen.

Tot slot hebben de staatshoofden en regeringsleiders van de Europese Unie in 2014 een overeenkomst bereikt over de drie grote doelstellingen die het Europese energie- en klimaatbeleid tot in 2030 zullen onderbouwen[23]. Het plan voorziet tegen 2030 in een vermindering van de CO_2-uitstoot met minstens 40% ten opzichte van de uitstootwaarden van 1990, een verhoging van het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de energiemix tot minstens 27% en, tot slot, een daling van het energieverbruik met minstens 27%. De eerste doelstelling is bindend. Het akkoord moet nog in afdwingbare wetgeving worden vertaald. De ontwikkeling van de interne markt voor elektriciteit is eveneens prioritair: zo moet het interconnectieniveau tussen de lidstaten 15% bedragen tegen 2030.

2.1.2. Op Belgisch niveau

In het kader van het Europese energiebeleid beoogt de regering een veilige, betaalbare en duurzame energievoorziening, zowel voor ondernemingen als voor gezinnen.
Met het oog op de totstandbrenging van een interne energiemarkt op Europese schaal schenkt de regering bijzondere aandacht aan de installatie van strategische en geïnterconnecteerde, onderling gekoppelde energienetten. In die context worden vraagbeheer ('demand-side management') en interconnecties ontwikkeld. Op Europees niveau vestigt de regering de aandacht op en ondersteunt zij ook de uitbouw van een elektriciteitsnet met decentrale productie-eenheden.

De regering streeft naar een gewaarborgde energievoorziening tegen een betaalbare prijs en naar duurzame energie op korte en lange termijn, waarbij ze vasthoudt aan de nucleaire uitstap tegen 2025.

19 Richtlijn 2009/72/EG van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG.
20 Verordening nr.1228/2003.
21 Artikel 8 §3, punt b van Verordening (EG) nr. 714/2009.
22 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's, 'Energie-stappenplan 2050', 2011.
23 '2030 framework for climate and energy policies', Conclusions of the European Council (23 and 24 October 2014).

Met het oog op de bevoorradingszekerheid heeft de regering besloten om de exploitatieduur van de nucleaire eenheden Doel 1 en 2 te verlengen tot 2025, mits het akkoord van het FANC.

De regering heeft als doel een stabiel en gunstig investeringsklimaat te creëren, vergezeld van een regelgevend kader dat een goede marktwerking, transparantie en innovatie bevordert. Met het oog daarop bestudeert zij, in overleg met de buurlanden, de wenselijkheid van een nieuw capaciteitsmechanisme teneinde de bestaande elektriciteitsproductiecapaciteit te handhaven en nieuwe capaciteit te ontwikkelen.

De regering draagt ertoe bij dat ons land een voortrekkersrol blijft spelen op het vlak van het onderzoek naar en de ontwikkeling van offshore energieproductie. De regering verzoekt Elia en de sector om, op efficiënte en rendabele wijze, een 'stopcontact op zee' te ontwikkelen voor de offshore windturbineparken. De afzonderlijke exploitanten worden hierbij betrokken.

De regering wenst de transitie naar een nieuw energiesysteem voor te bereiden. Hiertoe zal de regering, in samenwerking met de gewestregeringen en de verschillende stakeholders, het overleg opstarten en bevorderen teneinde een energievisie te ontwikkelen. Dit energiepact moet zorgen voor de stabiliteit die onmisbaar is voor absoluut noodzakelijke investeringen in energieproductie, –transformatie en –transport. Het moet ook energiealternatieven mogelijk maken op het vlak van mobiliteit. Dit pact zal vanaf eind 2015 de basis leggen voor de concrete uitvoering van die energievisie.

2.2. Ontwikkelingsassen van het transmissienet

Het Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet is opgesteld in samenhang met het Europees ontwikkelingsplan op tien jaar dat de netbeheerders in 2014 hebben gepubliceerd (TYNDP[24] 2014-2024).

Het Ontwikkelingsplan identificeert de elektriciteitstransmissie-infrastructuur die op lange termijn vereist is om de nagestreefde doelstellingen op het vlak van bevoorradingszekerheid, duurzaamheid en concurrentievermogen te bereiken. Deze projecten moeten het net voorzien van de nodige capaciteit en betrouwbaarheid om die doelstellingen te verwezenlijken.

Zoals besproken in hoofdstuk 3 worden de voorgestelde projecten ontwikkeld met het oog op een optimale veiligheid, betrouwbaarheid en efficiëntie, waarbij ook alle nodige aandacht naar de milieuvriendelijkheid en de veiligheid uitgaat. Ze zijn ingedeeld in 5 projectfamilies:

- **projecten voor de ontwikkeling of versterking van interconnecties;**
- **projecten voor het onthaal van decentrale productie en/of productie uit hernieuwbare energiebronnen;**
- **projecten voor het onthaal van nieuwe centrale productie-eenheden;**
- **projecten om tegemoet te komen aan de plaatselijke evolutie van het elektriciteitsverbruik;**
- **projecten voor de vervanging van verouderde uitrustingen.**

24 Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)
https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/Pages/default.aspx

2.2.1. Ontwikkeling van interconnecties

De ontwikkeling van interconnecties is van bijzonder belang voor de ontwikkeling van het net. Deze internationale verbindingen zijn om verschillende redenen van essentieel belang.

ONTWIKKELING VAN DE EUROPESE ELEKTRICITEITSMARKT

De internationale interconnecties zijn van essentieel belang voor de totstandkoming van een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt die het concurrentievermogen van onze economie ten goede komt.

België heeft een zeer hoge interconnectiegraad, die nu al meer bedraagt dan de 15% die Europa voor 2030 heeft vooropgesteld. De huidige interconnecties kwamen tot stand vanuit het bestaande productiepark. In de toekomst zal de evolutie van de energiemix nieuwe mogelijkheden bieden voor goedkopere uitwisselingen van energie. Deze uitwisselingen zullen gepaard gaan met elektriciteitsstromen over grote afstanden en nieuwe congesties in de hand werken.

Elia ontwikkelt zijn portfolio van interconnecties zodanig dat het deze evoluties kan benutten en alle gebruikers een zo optimaal mogelijke toegang tot energie kan bieden.

Naast de versterking van de grensoverschrijdende verbindingen doet de transmissienetbeheerder een beroep op verschillende marktmechanismen om een optimale benutting van de bestaande infrastructuren te verzekeren.

VERBETERING VAN DE ALGEMENE BETROUWBAARHEID VAN HET SYSTEEM

In een context van talrijke buitendienststellingen van centrale productie-eenheden in België (zowel fossiele als nucleaire eenheden) zijn de interconnecties van essentieel 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.

Wanneer het land echter op elektriciteitsinvoer aangewezen is, kan er in de huidige context nooit worden gegarandeerd dat de nodige energie in het buitenland beschikbaar is. De beschikbare importcapaciteit zal uiteindelijk afhangen van aankopen op de internationale elektriciteitsmarkt. Zonder die waarborg moet de bevoorradingszekerheid bij voorrang worden gedragen door een krachtig en betrouwbaar binnenlands productiepark. De interconnecties zorgen veeleer voor de diversificatie van de bevoorrading door toegang te verlenen tot de buitenlandse productie.

DE EUROPESE MILIEUDOELSTELLINGEN HELPEN VERWEZENLIJKEN

De geografische verschillen binnen Europa zorgen voor een ongelijke ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, wat nieuwe mogelijkheden biedt voor energie-uitwisselingen tussen landen.

Aangezien niet alle lidstaten van de Unie voor elke energiebron over hetzelfde potentieel beschikken, zullen productie-eenheden op basis van hernieuwbare energie in bepaalde landen meer voorkomen dan in andere. Deze landen zullen een grotere bijdrage leveren aan de Europese inspanningen en tegelijkertijd een groter marktaandeel hebben in dit segment. Om deze dynamiek niet af te remmen door beperkingen in de netten, zal de integratie van de hernieuwbare energiebronnen in heel Europa gepaard moeten gaan met een versterking en uitbreiding van de interconnecties.

HET BEHEER FACILITEREN VAN HET VARIABELE KARAKTER VAN DECENTRALE PRODUCTIE EN/OF PRODUCTIE OP BASIS VAN HERNIEUWBARE ENERGIEBRONNEN

De mix van centrale productie-eenheden, die vaak minder flexibel zijn, en productie-eenheden op basis van hernieuwbare energie, die vaak zeer variabel zijn, maakt de energie-uitwisselingscapaciteit met de buurlanden absoluut noodzakelijk om tijdelijke vermogensoverschotten (verzadiging van het systeem) te kunnen afvoeren of om eventuele binnenlandse productietekorten via invoer op te vangen.

2.2.2. Onthaal van decentrale productie en/of productie op basis van hernieuwbare energiebronnen

De strategie die in het kader van het Ontwikkelingsplan wordt voorgesteld, beoogt een zo efficiënt mogelijke verwezenlijking van de Belgische doelstellingen op het vlak van de ontwikkeling van hernieuwbare productie.

Het bestaande net biedt een grote onthaalcapaciteit voor dit type van productie, voor zover deze geografisch gespreid is. Dankzij die capaciteit kon reeds het grootste deel van de bestaande decentrale productie worden aangesloten.

In sommige gevallen kan het transmissienet verzadigd raken door de aanwezigheid van een grote concentratie van decentrale productie-eenheden. Wanneer dat gebeurt, kan de grote flexibiliteit van deze eenheden worden ingeschakeld om de betrokken eenheden een snelle nettoegang te verlenen.

Die aanpak vormt geen bedreiging voor de doelstelling inzake energie die op basis van hernieuwbare energiebronnen moet worden geproduceerd. De producent kan zijn geproduceerde energie transporteren door de bestaande capaciteit van het net te benutten, voor zover die nog niet is aangesproken. In de praktijk is die capaciteit zeer vaak beschikbaar, tenzij in het zeldzame geval dat er zich een incident voordoet of tijdens

periodes van geprogrammeerd periodiek onderhoud van de installaties, en dit hooguit enkele periodes van 8 werkuren per jaar.

Tot slot kan ook een toename van de decentrale productie een specifieke versterking van het net rechtvaardigen. Om de nood aan dergelijke dure versterkingen te beperken zonder de nagestreefde integratie van hernieuwbare energiebronnen in het gedrang te brengen, is een gecoördineerde visie op prioritaire ontwikkelingszones voor hernieuwbare energiebronnen en het bijbehorende transmissienet wenselijk.

Met het oog op de klimaatdoelstellingen vormt de integratie van de windparken in de Noordzee, die de Belgische hernieuwbare productie op 6 à 7 TWh /jaar[25] zouden brengen (of 5 tot 6% van de totale elektriciteitsvraag), een centraal aandachtspunt voor de ontwikkeling van het net.

2.2.3. Onthaal van centrale productie-eenheden

De projecten ter integratie van nieuwe centrale productie-eenheden dragen bij tot de liquiditeit van de elektriciteitsmarkt en de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening.

Deze projecten hebben voornamelijk betrekking op:
- de bouw van nieuwe centrale productie-eenheden die voor bijkomende capaciteit zorgen in een vrijgemaakte markt;
- de vervanging van een groot deel van de bestaande productiecapaciteit ten gevolge van de nucleaire uitstap of die technisch het einde van haar levensduur heeft bereikt of economisch niet langer rendabel is, door nieuwe eenheden, die efficiënter en meer betrouwbaar zijn.

2.2.4. Evolutie van het verbruik

De ontwikkeling van een actief vraagbeheer van elektriciteit zal bijdragen tot een beheersing van het eindverbruik van elektriciteit, in lijn met het Europese beleid dat tegen 2020 een verbetering van de energie-efficiëntie met 20% vooropstelt. Dit laat verbruikers toe om hun verbruiksprofiel aan te passen aan de signalen van verschillende spelers op de elektriciteitsmarkt (netbeheerder, producent enz.).

Voorts zal de uitrol van lokale netten (zoals bv. 'microgrids') een lokaal beheer mogelijk maken van de decentrale productie en de vraag naar elektriciteit, soms op basis van decentrale opslagmiddelen.

Dit dynamisch beheer van vraag en productie maakt het ook mogelijk om het verbruik in periodes van vraagpieken af te vlakken of uit te stellen. Dit beheer heeft een aanzienlijke meerwaarde voor het garanderen van de bevoorradingszekerheid, zeker wanneer de productiemiddelen beperkt zijn.
Ondanks deze vooruitzichten die op een verbruiksdaling wijzen, blijft Elia van mening dat het transmissienet nood heeft aan versterking om de toename van het verbruik op te vangen (een van de historische motoren achter de evolutie van de elektriciteitsnetten).

Enerzijds zou een verbetering van de algemene energie-efficiëntie, afhankelijk van de substitutie-effecten tussen de verschillende energievormen, tot een toename van het eindverbruik van elektriciteit kunnen leiden, in tegenstelling tot wat men eerst zou verwachten. De invoering van elektrische auto's en/of warmtepompen zou bijvoorbeeld kunnen bijdragen tot dit fenomeen.

Anderzijds blijven er, zelfs als het nationale eindverbruik een daling zou kennen, vrijwel zeker geografische verschillen bestaan in het gedrag van de verbruikers in de verschillende zones van het land. Zo zou het verbruik in een bepaalde zone kunnen toenemen en in een andere zone kunnen dalen, met globaal genomen een dalende trend voor het hele land.

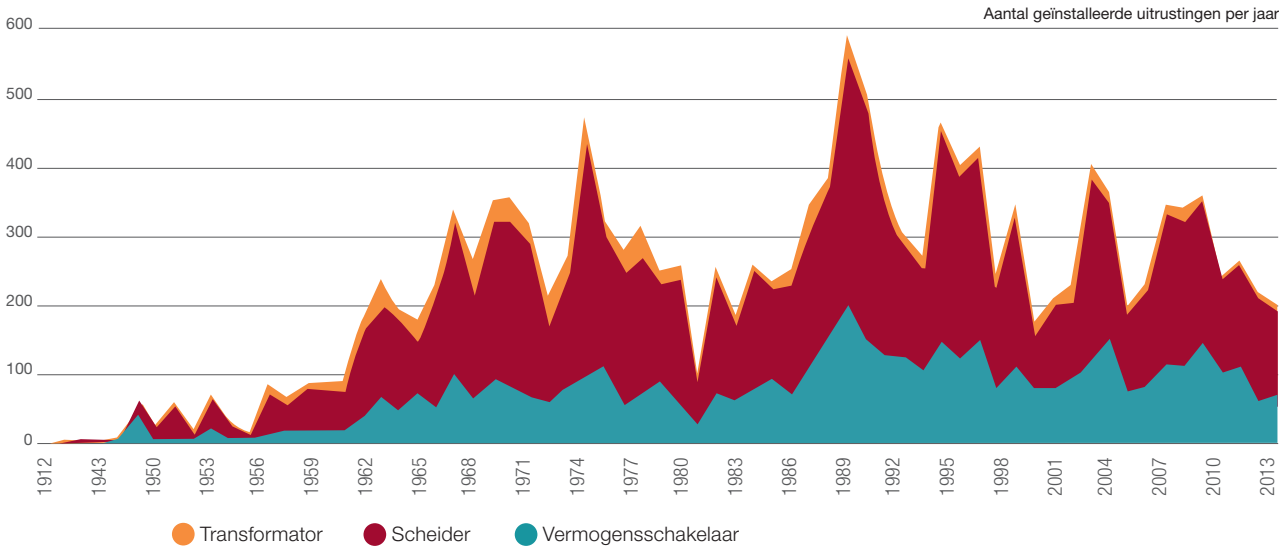
Deze lokale verbruiksstijgingen kunnen knelpunten veroorzaken op plaatsen waar het net onvoldoende gedimensioneerd is om een toereikend betrouwbaarheidsniveau te bieden. Het transmissienet zal bijgevolg moeten worden versterkt of uitgebreid, bijvoorbeeld om de activiteit te ondersteunen van industriezones in uitbreiding, om de verbruiksevoluties in stadscentra op te vangen of ook om 'data centers' (grote elektriciteitsverbruikers) aan te sluiten in afgelegen gebieden waar het net niet over de aangewezen capaciteit beschikt.

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 worden herbekeken en bijgestuurd in functie van de daadwerkelijke evolutie van het verbruik, onder andere in het kader van het opstellen van volgende edities van het Federaal Ontwikkelingsplan.

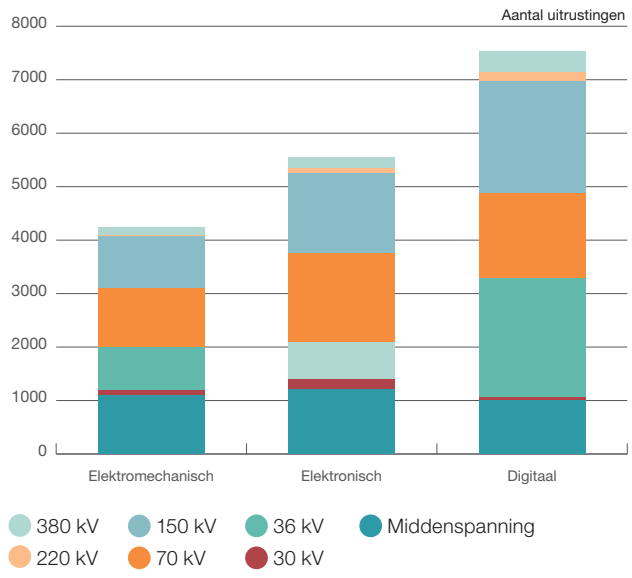
2.2.5. Vernieuwing van verouderde uitrustingen

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 vervangingen, de ontwikkeling van decentrale productie en de integratie van de markten.

25 http://www.printempsdelenvironnement.be/FR/les_ateliers/climat_et_energie/sujets_abordes/groupe_de_mesures_1_developpement_de_l_eolien_off_shore.html



Figuur 2.2: Uitsplitsing van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen naar bouwjaar



Figuur 2.3: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrustingen naar technologie en spanningsniveau

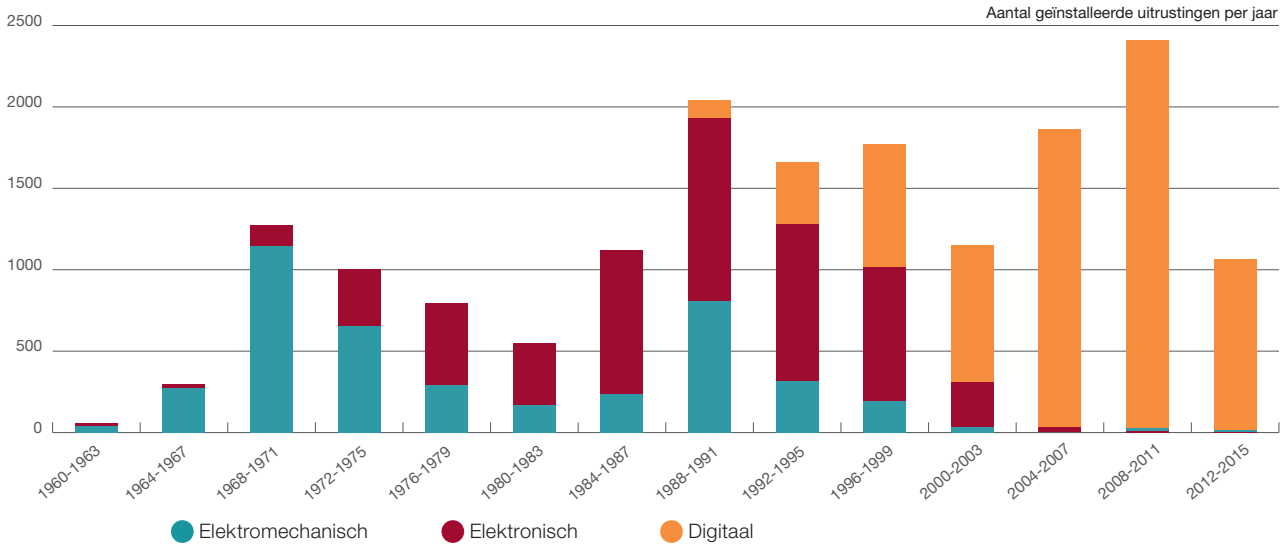
De verschillende onderdelen van het transmissienet hebben een eigen levensduur. Transformatoren, kabels en luchtlijnen hebben een levensduur van respectievelijk 40, 60 en zelfs 80 jaar en meer. De levensduur van beveiligingsuitrustingen, daarentegen, neemt af met de technologische evoluties (van elektromechanisch over elektronisch naar digitaal).

De modernisering van verouderde uitrustingen vormt dan ook een belangrijke ontwikkelingsas voor het transmissienet. Deze uitrustingen moeten worden vervangen om de netgebruikers een zeer hoog betrouwbaarheidsniveau te blijven garanderen.

Waar de levensduur van een uitrusting in hoge mate bepaald wordt door haar staat van materiële slijtage (intrinsieke parameters), zijn er ook tal van andere parameters (extrinsieke parameters) die ervoor kunnen zorgen dat een uitrusting niet langer optimaal in haar omgeving functioneert. Dit is de reden waarom het begrip veroudering boven het te restrictieve begrip slijtage wordt verkozen.

INTRINSIEKE PARAMETERS

De ontwikkelingsgeschiedenis van het Belgische transmissienet kan rechtstreeks worden afgelezen van de leeftijdspiramides van het uitrustingenpark binnen het net. Figuur 2.2 toont de uitsplitsing naar bouwjaar van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen, meer bepaald de transformatoren, vermogensschakelaars en scheiders. Figuur 2.3 toont de uitsplitsing van beveiligingsuitrustingen naar technologie en het spanningsniveau dat ze beveiligen. Figuur 2.4, tot slot, toont de uitsplitsing van beveiligingsuitrustingen naar bouwjaar, wat een goed overzicht biedt van de evolutie van de gebruikte technologieën, van elektromechanische over elektronische naar digitale beveiligingen.



Figuur 2.4: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrustingen naar bouwjaar

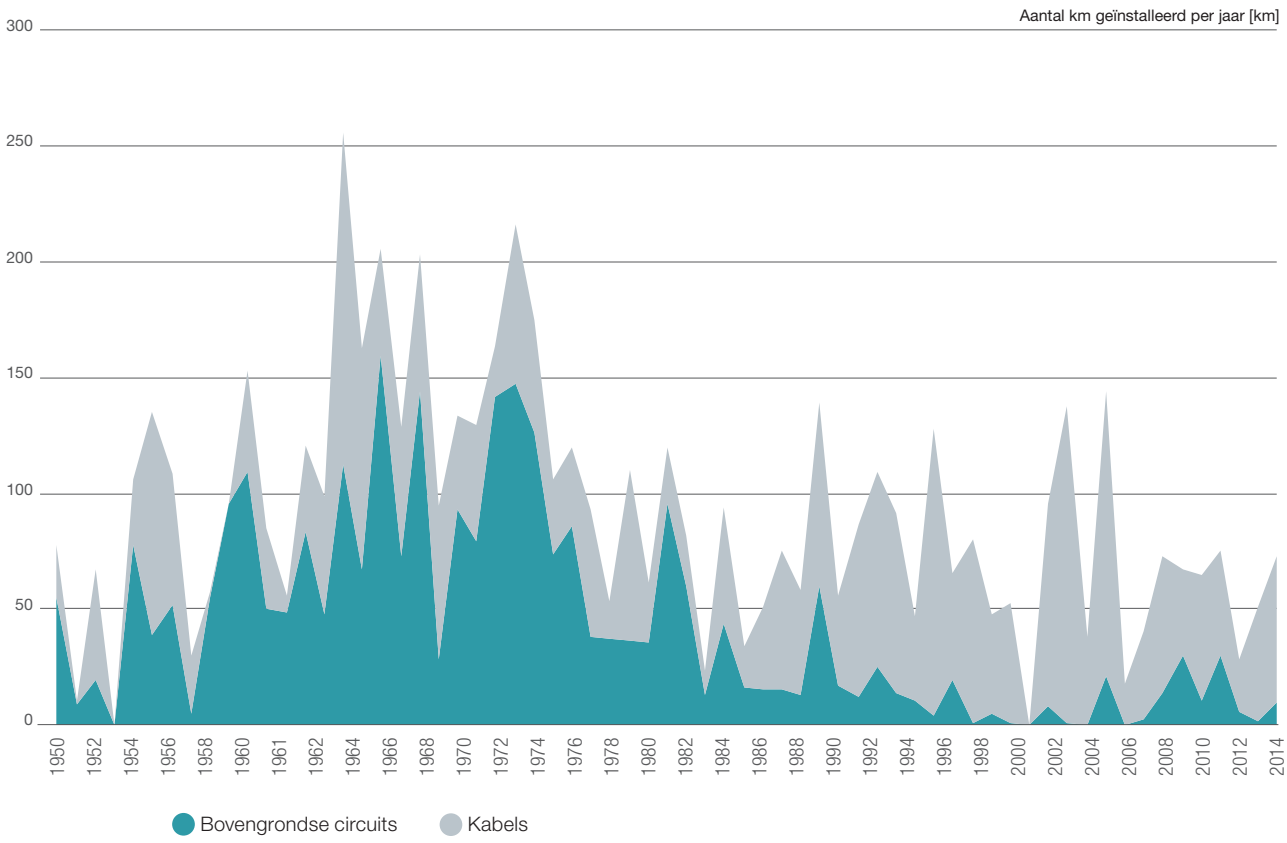
Elke uitrusting vertoont uiteraard verouderingskenmerken die eigen zijn aan haar ontwerp, technologie en constructie, maar een analyse van deze curven geeft een goede indicatie met betrekking tot de uitdagingen die met de modernisering van verouderde uitrustingen gepaard gaan. Met de tijd neemt de slijtage van uitrustingen toe, met verschillende disfuncties als gevolg die de betrouwbaarheid van het systeem rechtstreeks beïnvloeden:

- slijtage van isolatiemateriaal (papier, olie, SF6 …);
- corrosie door het roesten van metaalstructuren (masten, steunen …);
- slijtage van besturings- en aandrijfmechanismen (loskomende bouten, lekkende dichtingen …);
- barsten in beton (masten, structuren van onderstations);
- uitzakken van geleiders (onomkeerbare verlenging in functie van de toenemende levensduur);
- enz.

EXTRINSIEKE PARAMETERS

Zoals eerder vermeld, kunnen ook externe factoren de vervanging van uitrustingen noodzakelijk maken. Deze extrinsieke parameters zijn bijvoorbeeld de evolutie in de eisen op het vlak van milieubescherming of veiligheid van personen, de technologische omgeving van de uitrusting, de economische omstandigheden, de beschikbaarheid van vervangingsonderdelen, de vakkennis van het personeel enz. Verschillende redenen kunnen een vervanging van een uitrusting nodig maken:

- non-conforme transformatorkuipen;
- stations die een risico vormen voor de veiligheid van personen;
- zeldzaam geworden en/of niet langer beschikbare competenties bij de constructeur;
- non-conformiteit van sommige toestellen voor afstandsbediening met de gebruikte transmissieprotocollen;
- technische karakteristieken (weerstand tegen kortsluitstromen, werkingssnelheid …) van uitrustingen die niet langer voldoen ten opzichte van de evolutie van het net;
- ontbreken van de software om de toestellen te configureren;
- enz.



Figuur 2.5: Uitsplitsing van de verbindingen naar bouwjaar

3

Ontwikkelingsmethodologie van het net

3.1 | Verschillende toekomstopties
3.2 | De behoeften bepalen
3.3 | De oplossingen uitwerken
3.4 | Dynamische programmering van de investeringen

Federaal Ontwikkelingsplan
van het transmissienet
2015-2025

De projecten van het Federaal Ontwikkelingsplan zijn afgestemd op de behoeften van morgen in termen van bevoorradingszekerheid, duurzaamheid en competitiviteit en liggen dan ook in de lijn van de desbetreffende strategische doelstellingen van Europa, België en de gewesten.

Ongeacht of het gaat om projecten inzake interconnectie, onthaal van onshore en offshore hernieuwbare energiebronnen, centrale productie, vervanging 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 Development Plan', dat tweejaarlijks door ENTSO-E wordt gepubliceerd.[26]

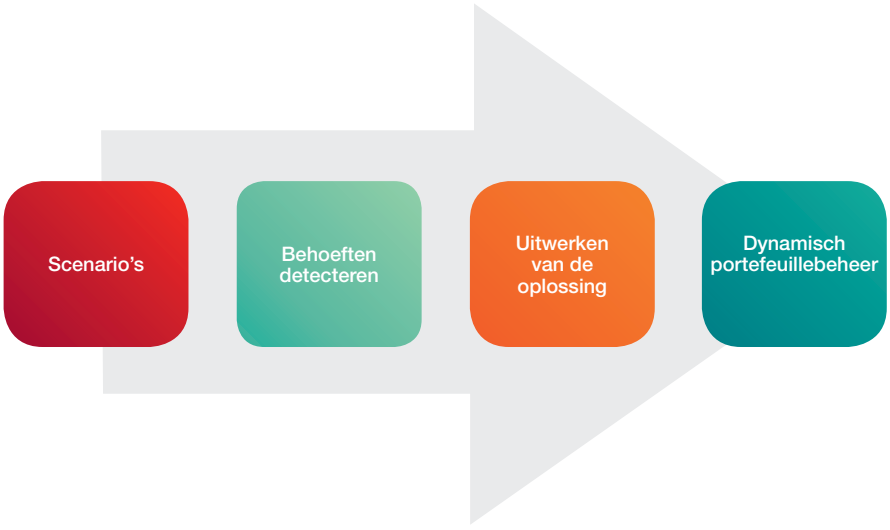
3.1. Verschillende toekomstopties

Om zich een zo nauwkeurig mogelijk idee te vormen van de invloed van de energiekeuzes op de netontwikkelingsbehoeften worden verschillende scenario's uitgewerkt. Die scenario's vertonen sterke onderlinge verschillen en zijn representatief voor relatief extreme toekomstige situaties. Deze aanpak laat toe een ruime waaier aan situaties te definiëren waarvoor het net zou kunnen worden ontwikkeld.

Om deze oefening te kunnen maken, werden de trends geïdentificeerd die bepalend zijn voor de behoeften aan netcapaciteit, zoals de wettelijke kalender voor de nucleaire uitstap in België[27], het bereiken van de Europese 20/20/20-doelstellingen, de evolutie van het elektriciteitsverbruik, de evolutie van het centraal productiepark (nieuwe projecten en buitendienststellingen) en de evolutie van de CO_2-prijs.

Hoofdstuk 4 beschrijft de scenario's die in het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 zijn uitgewerkt om deze onzekerheden optimaal te omkaderen.

Zoals de wet aangeeft, zijn ze geïnspireerd op de 'Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030'[28], waarvan de definitieve versie in januari 2015 werd gepubliceerd. De scenario's houden ook rekening met de meest recente belangrijke evoluties van de beschouwde parameters. Tot slot heeft Elia bij de definitie van de hypothesen erop toegezien dat ze verenigbaar blijven met de vooruitzichten op Europees niveau.[29]



Figuur 3.1: Identificatieproces van de projecten van het Ontwikkelingsplan

26 'Cost Benefit Analysis Methodology for Projects of European Significance' – raadpleegbaar op www.entsoe.eu
27 Wet van 18 december 2013 houdende wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie.
28 'Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030', Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie en het Federaal Planbureau.
29 'Scenario Outlook & Adequacy Forecast', ENTSO-e, 2015.

3.2. De behoeften bepalen

Wanneer de definities van de scenario's vastgelegd zijn, worden de nieuwe infrastructuurbehoeften bepaald door middel van een reeks bijkomende studies:

- marktstudies identificeren het ontwikkelingspotentieel van nieuwe grensoverschrijdende capaciteiten. Bevoorradingszekerheidsstudies (of 'adequacy studies') meten het risico voor het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit;
- studies van de vermogenflux (of 'loadflowstudies') tonen aan waar de betrouwbaarheid van het net dreigt niet te voldoen;
- voorspellingsmodellen voor de performantie van de uitrustingen (veiligheid en betrouwbaarheid) geven aan welke uitrustingen aan vervanging of versterking toe zijn.

Om deze behoeften te bepalen, wordt in het kader van het Ontwikkelingsplan 2015-2025 een referentienet in aanmerking genomen bestaande uit:

- het referentienet dat in het kader van het Ontwikkelingsplan 2010-2020 werd gepresenteerd;
- plus de in het kader van het Ontwikkelingsplan 2010-2020 goedgekeurde investeringen waarvan de indienststelling is bevestigd. De voortgang van deze verschillende investeringen wordt in detail beschreven in bijlage 7.3.

3.2.1. Marktstudies voor het bepalen van economische evenwichten

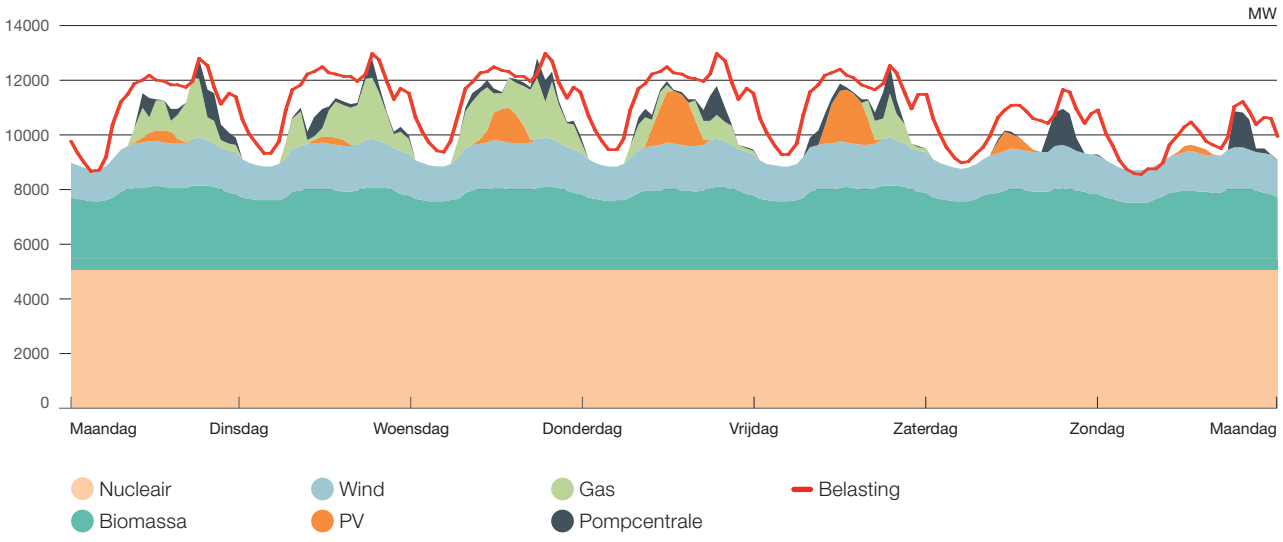
Daartoe moeten modellen worden opgesteld die rekening houden met de eigenschappen van productiecentrales, meer bepaald het kostenaspect en hun tijdsafhankelijke exploitatiebeperkingen. Deze hangen af van meerdere parameters zoals de grondstofprijzen, de weersomstandigheden enz.

De vraag naar elektriciteit en de variabiliteit ervan gedurende het jaar moeten ook in rekening worden gebracht. De aanwezigheid van productie op de spanningsniveaus van de distributienetten kan een gedetailleerde modellering van de decentrale eenheden noodzakelijk maken.

Daarnaast spelen de uitwisselingen van energie tussen de landen een belangrijke rol in de economische evenwichten. De simulatie omvat dus een ruime perimeter van de ons omringende landen om de wisselwerkingen tussen deze landen in beeld te brengen. Naast de vraag- en aanbodsimulaties in de buurlanden steunen de studies op hypothesen betreffende de beschikbare capaciteiten voor uitwisselingen tussen de landen, gemodelliseerd in de vorm van NTC.[30]

Zodra deze elementen zijn bepaald, geeft het model voor het onderzochte scenario voor elk uur van het jaar een vooruitzicht van de 'power dispatches' van de eenheden die in elk land zijn gepland. Deze resultaten worden geconsolideerd in marktevenwichten in alle landen of in typische productieplannen en typische uitwisselingssituaties ('bulk power flows').

30 Net Transfer Capacity, https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/Pages/default.aspx



Figuur 3.2: Economische inschakeling van het productiepark tijdens een typeweek, voortvloeiend uit een economisch evenwichtsmodel (theoretisch voorbeeld)

Aan de hand van deze marktevenwichten kunnen het gebruik en de congestie van de interconnecties worden geïdentificeerd, alsook de gedragingen van de energiemix in de onderzochte scenario's.

Op basis daarvan kan het economisch belang van de versterking van een interconnectie worden beoordeeld door de impact ervan op de mate van congestie op de grenzen of op de variabele productiekosten in het systeem te bepalen.

In het kader van het Ontwikkelingsplan heeft de netbeheerder de tool Antares© gebruikt om deze analyses uit te voeren.

3.2.2. Bevoorradingszekerheidsstudies voor het beoordelen van de bevoorradingszekerheid

De bevoorradingszekerheidsstudies analyseren het risico op onevenwicht tussen de vraag naar elektriciteit en het aanbod van de productie op nationaal niveau. Dit type onderzoeken houdt geen rekening met de exploitatiebeperkingen van het Belgische binnenlandse transmissienet en dus de kenmerken van het elektriciteitssysteem. Deze studies houden rekening met de beschikbare netcapaciteit voor energie-import om aan de vraag tegemoet te komen.

De 'adequacy studies' steunen op probabilistische methodes waarmee een hele reeks mogelijkheden in rekening kan worden gebracht die de bevoorradingszekerheid zouden kunnen aantasten. Het gebruikte model evalueert de waarschijnlijkheid van elk van deze mogelijkheden ('Monte Carlo'-methode). In elke situatie wordt het evenwicht tussen vraag en aanbod geraamd. De oefening wordt een groot aantal keren herhaald om statistische distributies van de productietekorten of productieoverschotten in het Belgische systeem te maken.

Om alle mogelijke situaties te dekken, wordt de vraag in het model afhankelijk gemaakt van de weersomstandigheden. De vraag stijgt bijvoorbeeld wanneer de temperatuur daalt. De variabiliteit van de hernieuwbare energiebronnen wordt ook geïntegreerd door het opstellen van representatieve statistische profielen. Tot slot worden de productie-onbeschikbaarheden (pannes enz.) door een gepaste statistische wet gemodelleerd.

De indicatoren die worden onderzocht, zijn de verwachting van de duur van de storing en het percentiel 95 hiervan, rekening houdend met de bijdrage van de import van energie die beschikbaar mag worden geacht in het buitenland. Het adequaatheidscriterium zorgt ervoor dat deze indicatoren respectievelijk beneden de 3 en 20 uur per jaar blijven.

Verder wordt ook de capaciteitsmarge geëvalueerd. Dit is het theoretisch beschikbare vermogen boven de strikte naleving van het adequaatheidscriterium hierboven. De capaciteitsmarge vertegenwoordigt de tegenhanger van het 'tekort aan vermogen', dat noodzakelijk is om aan het hierboven voorgestelde adequaatheidscriterium te voldoen. Aan de hand van deze twee indicatoren kan de evenwichtssituatie tussen vraag en aanbod van een scenario van de onderzochte energiemix worden geëvalueerd.
De netbeheerder maakt voor deze analyses gebruik van de tool Antares©.

3.2.3. Loadflowstudies

De netstudies beoordelen of de ruimtelijke spreiding van de productie en het verbruik, zoals door de marktstudies geëvalueerd, de veilige werking van het systeem in het gedrang brengt.

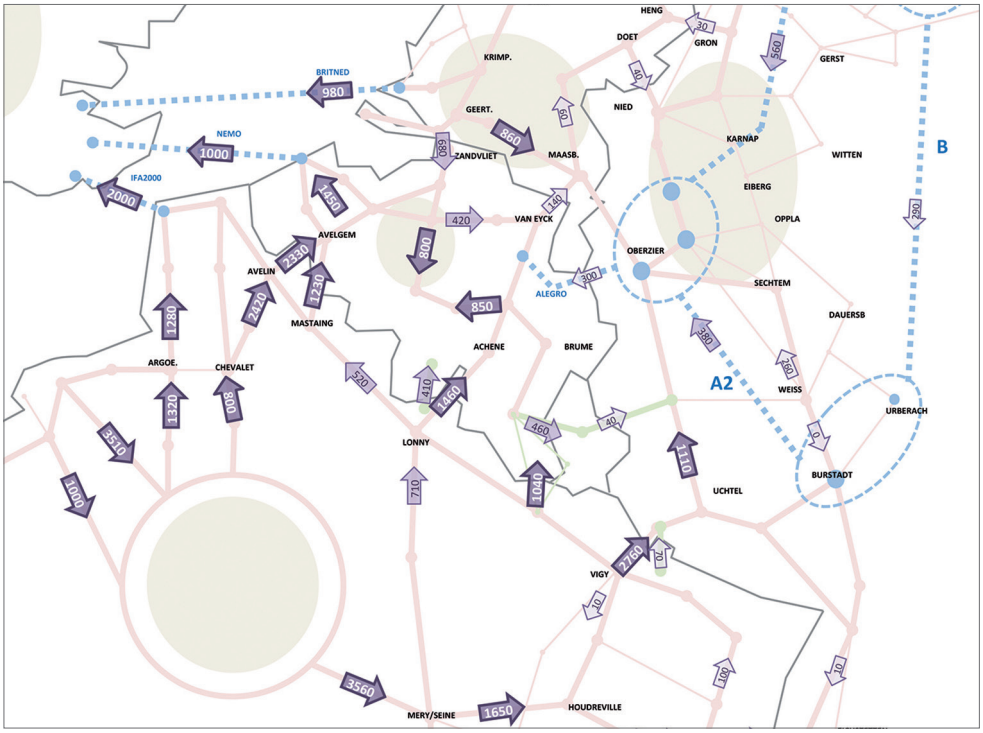
Voor de modellering van een elektriciteitsnet wordt een beroep gedaan op meerdere berekeningsinstrumenten:
- een loadflowmodel;[31]
- een berekeningsmodel voor het kortsluitvermogen in elk knooppunt van het net;[32]
- een model voor de statische en dynamische stabiliteit van het net;[33]
- een model voor de spanningsstabiliteit.[34]

Het loadflowmodel laat toe de verdeling van de elektriciteitsstromen op het net te evalueren in verschillende specifieke representatieve gevallen. Een representatief geval wordt gekenmerkt door een netconfiguratie, een productiepark in bedrijf, de import- en transitomstandigheden alsook een verbruiksniveau voor elk lokaal afnamepunt.

De representatieve gevallen worden gekozen om al de mogelijke situaties die aan de hand van marktstudies zijn geïdentificeerd zo goed mogelijk in kaart te brengen. De onderzochte gevallen verkennen een ruime waaier van situaties: frequente gevallen of zeldzame gevallen als gevolg van bijzonder gespannen verdelingen van de fluxen.

Voor elk gegeven representatief geval kunnen zich bovendien verschillende nettoestanden voordoen en die worden onderzocht:
- de gezonde toestand of de ideale situatie waarin alle voorziene netelementen en productie-eenheden beschikbaar zijn;
- alle toestanden bij een 'enkelvoudig incident' die gekenmerkt worden door het verlies van één enkel element (netelement of productie-eenheid), d.i. het criterium van de 'N-1';
- alle toestanden bij een 'dubbel incident' die gekenmerkt worden door het verlies van een productie-eenheid in combinatie met het verlies van een andere productie-eenheid of een netelement;
- alle toestanden met een incident op een 380 kV railstel.

31 De loadflowmodellen evalueren de verdeling van de elektrische stromen naargelang de lokalisatie van de productie en van het verbruik op basis van de wetten van de fysica.
32 Volgens de norm IEC901.
33 De statische en dynamische stabiliteit van een net is de mate waarin dat net in staat is om de synchrone werking van de productie-eenheden te waarborgen, zowel bij lichte als zware storingen.
34 Met behulp van het model voor de spanningsstabiliteit kan worden nagegaan of de spanningsdalingen tussen knooppunten van het net, die het gevolg zijn van vermogensoverdrachten, zelfs bij een incident binnen de aanvaardbare normen blijven.



Figuur 3.3: Voorbeeld van een resultaat van een loadflowmodel in een gesimuleerde situatie

Voor elke nettoestand van elk representatief geval van de netwerking worden voor meerdere parameters criteria (grenswaarden of een aanvaardbaar bereik) bepaald:

- de grootheden van het verloop van de fluxen op het net, namelijk de stromen;
- het spanningsniveau van elk knooppunt in het net;
- het kortsluitvermogen;
- de stabiliteit van het net tegenover een spanningsinstorting;
- de dynamische en statische stabiliteit.

Deze criteria kunnen eventueel afhangen van de weersomstandigheden (bijvoorbeeld de aanwezigheid van wind) of de aanwezigheid van monitoringapparatuur op de netuitrustingen (van het type Ampacimon).

Het net voldoet aan de bovenstaande ontwikkelingscriteria indien al de berekende waarden voor de gesimuleerde parameters aan de vastgelegde criteria beantwoorden.

Heel deze modellering steunt op gedetailleerde technische gegevens over de netactiva, de topologie en de productie-eenheden. De gebruikte database bevat de data van de omliggende netten om de interactie van het Belgische net met de buitenlandse netten zo goed mogelijk te simuleren.

3.2.4. Voorspellingsmodellen voor de performantie van de uitrustingen

De Belgische elektriciteitstransmissie-infrastructuur is een van de meest betrouwbare van Europa. Deze performantie is 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 performantie 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 (zie figuur 3.4). Het gaat eerder om een uitrusting die niet meer optimaal in zijn omgeving (in de ruime zin van het woord) functioneert, waardoor aanzienlijke problemen ontstaan op het gebied van:

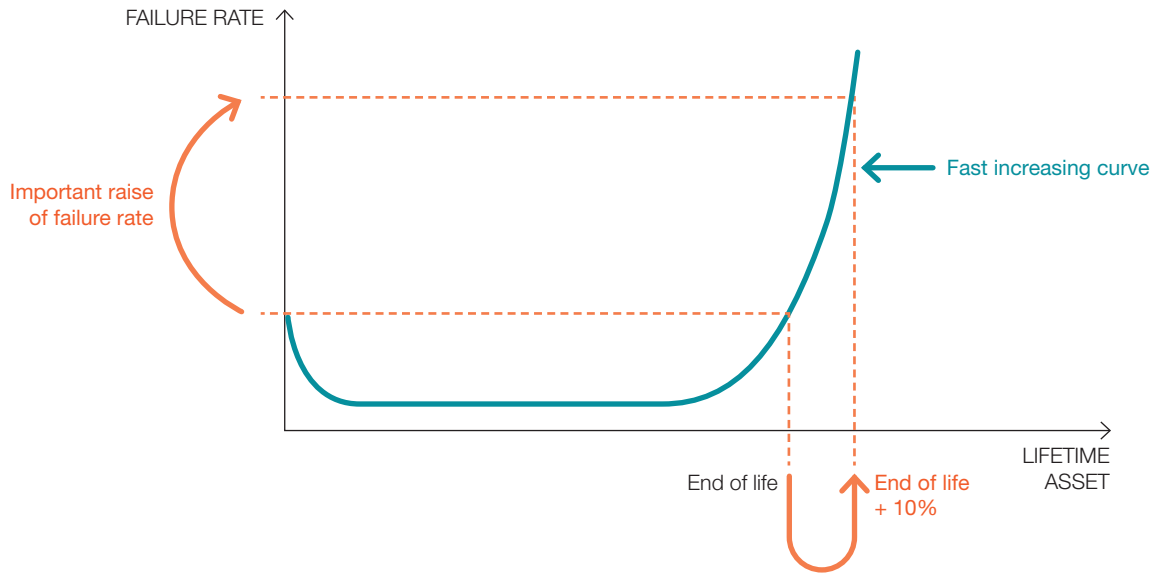
- betrouwbaarheid van de bevoorrading;
- veiligheid van personen;
- onderhoudskosten;
- reputatie;
- wettelijke of milieuconformiteit, en/of
- beheerstrategie op lange termijn.

Naarmate een uitrusting langer in bedrijf is, neemt de kennis erover toe en verbetert het performantiemodel. Zo kunnen voor een uitrustingsfamilie algemene trends worden gedetecteerd die aanwijzingen geven over een verlenging of inkorting van de levensduur ervan.

Om het einde van de levensduur van de uitrustingen te beheren, werden er beleidslijnen voor de buitengebruikstelling uitgewerkt. Die beleidslijnen bepalen de ideale timing voor buitengebruikstelling van een uitrustingsfamilie. Die timing zal afhangen van het risico dat de uitrustingen inhouden ten opzichte van de eerder vermelde criteria.

Afhankelijk van deze analyses is elk onderdeel van een installatie het voorwerp van een specifiek onderhouds-, herstellings-, buitengebruikstellings- of vernieuwingsprogramma.

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



Figuur 3.4: Voorbeeld van de inschatting van de performantie van een uitrusting – de badkuipcurve

3.3. De oplossingen uitwerken

De noodzakelijke oplossingen voor de behoeften vastgelegd in de vorige fase worden vervolgens uitgewerkt ('rode draden'). Er moet nieuwe capaciteit worden ontwikkeld. Alvorens de installatie van nieuwe infrastructuur te overwegen, kan een verbetering van het operationele beheer van het bestaande net in rekening worden gebracht om te voorzien in de vastgestelde behoeften en nieuwe capaciteit vrij te maken.

INTELLIGENTE NETTEN OM DE BESTAANDE INFRASTRUCTUUR MAXIMAAL TE BENUTTEN

Alvorens enige nieuwe infrastructuur te creëren, worden de economische efficiëntie, de betrouwbaarheid en de duurzaamheid van het elektriciteitssysteem verbeterd door intelligente netten te installeren.

Deze intelligente netten of 'smart grids' combineren de elektriciteitsinfrastructuur met digitale technologieën, die de verkregen informatie analyseren en overbrengen. Deze technologieën worden gebruikt op elk niveau van het elektriciteitssysteem (productie, transmissie, distributie en verbruik) en bevorderen de interactie tussen enerzijds de consumenten en producenten, en anderzijds de netbeheerders.

Dankzij de moderne informatietechnologie passen deze netten van de toekomst de energiestromen tussen leveranciers en verbruikers voortdurend aan. Door informatie te verzamelen over de status van het elektriciteitssysteem kunnen de productie, de transmissie/distributie en het verbruik van elektriciteit optimaal op elkaar worden afgestemd.

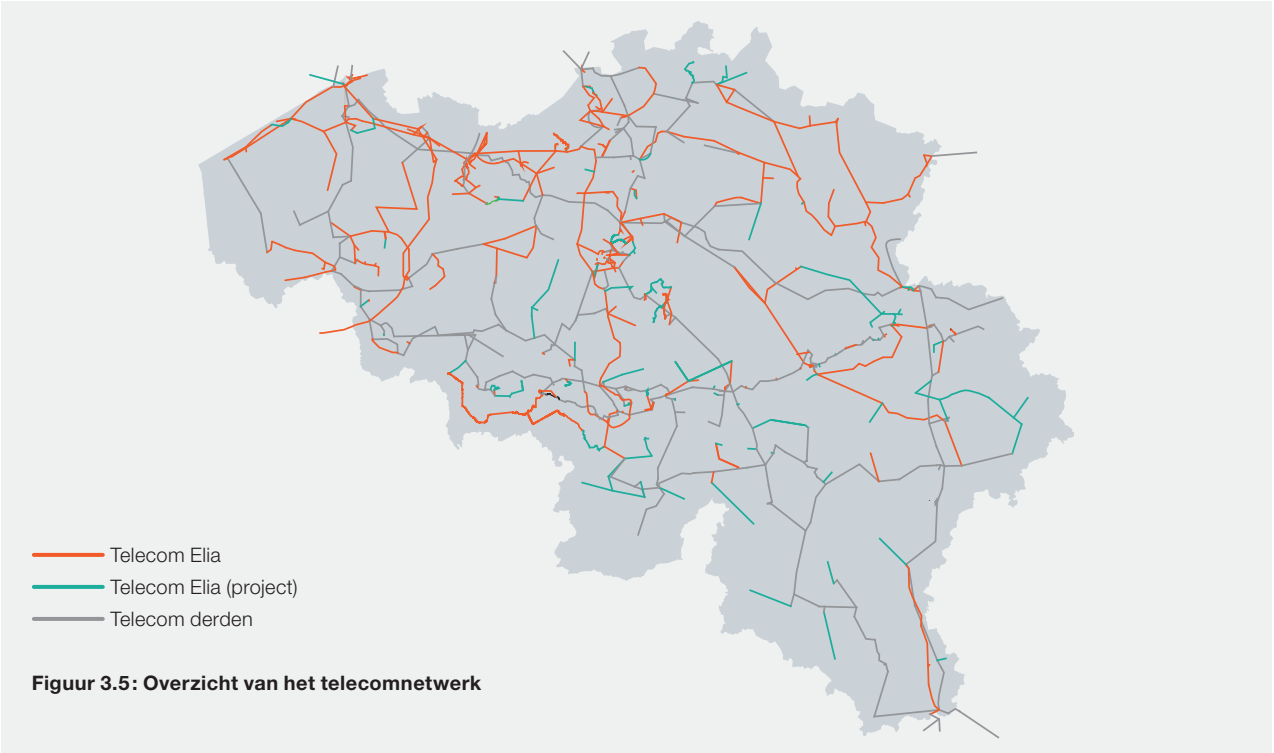
Deze permanente aanpassing maakt het bijvoorbeeld mogelijk om het verbruiks- of productieniveau te regelen bij congestie van het net.

De installatie van intelligente netten steunt op verschillende initiatieven.

DE INTEGRATIE VAN TOESTELLEN DIE TOELATEN OM DE BESTAANDE INFRASTRUCTUUR MAXIMAAL TE BENUTTEN

Om voortdurend toezicht te kunnen houden op de verschillende parameters van het net qua capaciteit, productie, belasting van het net alsook behoeften van de gebruikers, moeten er enkele metingen en controles worden ingevoerd in de volledige keten van productie-transmissie-distributie-verbruik, om de optimale uitbating van het net te bepalen.

Hiervoor beschikt Elia over meet-, controle- en bedieningssystemen voor zijn infrastructuur. Deze systemen maken gebruik van een uitgebreid telecomnetwerk tussen de verschillende stations. Bij elke gelegenheid vernieuwt en breidt Elia deze middelen verder uit, gebruikmakend van de meeste recente technologieën:



Figuur 3.5: Overzicht van het telecomnetwerk

- bij de realisatie van nieuwe verbindingen of de vernieuwing van bestaande lijnen worden er optische vezels aangelegd om de communicatiemogelijkheden verder uit te breiden;
- de stations zijn ook uitgerust met toestellen voor telemeting en telecontrole gebaseerd op de meest recente communicatieprotocollen, om de status van het net op te volgen en het vanop afstand te besturen volgens de behoeften;
- Elia heeft binnen zijn verschillende controlecentra een nieuw systeem in gebruik genomen voor het beheer van de energiestromen (Energy Management System), zodat er voortdurend toezicht kan worden gehouden op het elektriciteitssysteem.

Bovendien maakt het gebruik van 'dynamic line rating' op de lijnen die bijna verzadigd zijn het mogelijk om hun reële transportcapaciteit, in functie van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau, beter in te schatten. Deze toestellen worden vaak gebruikt in regio's die gekenmerkt worden door congestie, teneinde de bestaande transportcapaciteit ten volle te benutten alvorens over te gaan tot investeringen (zie bijvoorbeeld sectie 5.2.3).

Verder laat de integratie van infrastructuur die de fluxen op het transportnet kan beïnvloeden, zoals dwarsregeltransformatoren of HVDC-verbindingen, toe om de fluxen te oriënteren in een welbepaalde richting. Daar waar de elektrische fluxen een deel van net verzadigen, biedt deze controlemogelijkheid de mogelijkheid om de fluxen om te buigen naar minder zwaar belaste regio's zodoende de overbelaste zones te ontlasten. Het Ontwikkelingsplan 2015-2025 bevat verschillende projecten (dwarsregeltransformatoren op de noordgrens, de HVDC-interconnecties ALEGrO en NEMO) die de benuttingsgraad van het net maximaliseren.

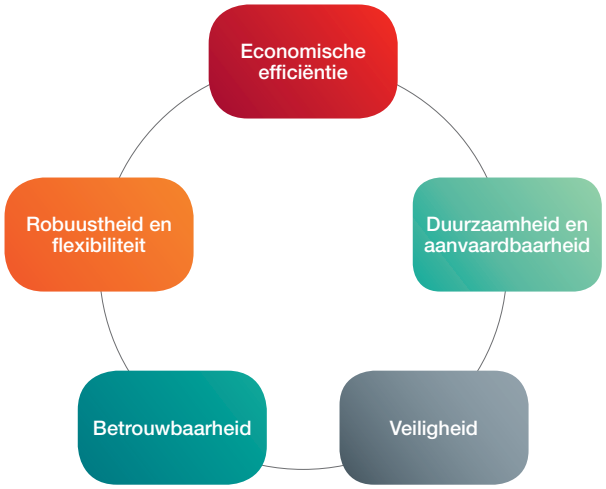
Ten slotte laat het gebruik van hoogperformantiegeleiders op de bestaande verbindingen toe om de transportcapaciteit van het net aanzienlijk te verhogen, zonder dat hiervoor nieuwe corridors dienen ontwikkeld te worden.

PRODUCTEN EN DIENSTEN ONTWIKKELEN REKENING HOUDEND MET DE NODEN VAN DE NETGEBRUIKERS EN DE BEPERKINGEN VAN HET BEHEER VAN HET ELEKTRICITEITSSYSTEEM

Er werden 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 beperkingen horende bij het beheer van het systeem.

Een exhaustieve opsomming valt buiten de scope van dit Ontwikkelingsplan.

- 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 kunnen injecteren in het net. Doch, in enkele minder voorkomende gevallen, moet hun injectieniveau op advies van de netbeheerders worden beperkt, om congestie van het net te vermijden;



Figuur 3.6: Evaluatie van mogelijke oplossingen

- een dynamisch vraagbeheer maakt het ook mogelijk om het verbruik op piekmomenten af te schakelen of uit te stellen wanneer dit bijzonder hoog ligt. Dit is ook nuttig voor de bevoorradingszekerheid wanneer de productiemiddelen of de importcapaciteit beperkt zijn.

Elia werkt voortdurend aan de verbetering en integratie van deze systemen en concepten.

NIEUWE INFRASTRUCTUUR UITROLLEN

In laatste instantie wordt gekeken naar de ontwikkeling van nieuwe infrastructuur om bijkomende capaciteit te creëren. De mogelijke oplossingen worden geëvalueerd en vergeleken op basis van:

- betrouwbaarheid: de geselecteerde oplossingen moeten voldoen aan een reeks ontwikkelingscriteria (zie hoger);
- economische efficiëntie: voor een gegeven behoefte moeten de verschillende oplossingen die in aanmerking komen, worden vergeleken op technische en economische aspecten;
- duurzaamheid en aanvaardbaarheid: de milieu-impact van de uit te voeren oplossingen wordt zo veel mogelijk beperkt. Deze aanpak vergemakkelijkt ook de aanvaarding van de infrastructuur door het publiek en door de overheid;
- de veiligheid van de eigen medewerkers, van de onderaannemers en van het publiek. Dit is een absolute prioriteit voor Elia, die ervoor zorgt dat zijn installaties zo veilig mogelijk zijn.

3.3.1. 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 dan nieuwe loadflowstudies uitgevoerd om na te gaan of het versterkte of gewijzigde net wel voldoet aan de betrouwbaarheidscriteria van het net.

3.3.2. Economische efficiëntie

De verschillende varianten voor de ontwikkeling van het net met betrekking tot een bepaalde behoefte worden technisch-economisch vergeleken op basis van de baremische kosten van de verschillende werken die hiervoor worden gepland.

Alle elementen die betekenisvolle kostprijsverschillen opleveren, moeten immers correct worden ingeschat. Naargelang het geval zal deze vergelijking uitsluitend de investeringskosten betreffen of zal ze worden uitgebreid tot andere kostenelementen, zoals het niveau van de netverliezen, de kosten voor onderhoud en instandhouding of de opheffing van congesties.

Bij het uitwerken van langetermijnoplossingen wordt ook altijd de spreiding van de investeringen in de tijd onderzocht.

De evolutie van een ontwikkelingsdrijfveer (elektriciteitsverbruik enz.) kan immers soms gekenmerkt worden door een continue stijging, terwijl een investering aanleiding geeft tot een trapsgewijze verhoging van de capaciteit van de netten, hetgeen mogelijk een capaciteitsoverschot op korte termijn oplevert. Een gespreide realisatie in opeenvolgende stappen maakt het in sommige gevallen mogelijk om de toename van de capaciteit beter af te stemmen op de evolutie van de ontwikkelingsdrijfveren.

Deze aanpak vermindert dus soms de kosten door de investeringen in de tijd te spreiden. In andere gevallen zal een eenmalige initiële investering van grotere omvang de economisch meest efficiënte oplossing zijn.

Bij investeringen die in de tijd zijn gespreid, worden de varianten onder meer vergeleken op basis van de geactualiseerde waarde van de investeringskosten. De actualisatievoet die hiervoor wordt gebruikt, is de langetermijn-WACC ('Weighted Average Cost of Capital') van Elia. Voorts wordt de vergelijking over een voldoende lange periode gemaakt: dit biedt de garantie dat de geselecteerde oplossing op lange termijn geldig is en geen 'stranded costs' met zich brengt.

3.3.3. Duurzaamheid en aanvaardbaarheid

Elia tracht steeds de impact van zijn installaties op de mens, de natuur en het landschap zoveel mogelijk te beperken. Deze aanpak draagt bij tot een betere aanvaarding van de infrastructuur door het publiek en de overheden en zal bijgevolg het verkrijgen van de nodige vergunningen faciliteren.

Elia neemt ook maatregelen om de gevolgen voor het leefmilieu te compenseren en/of te milderen, zoals de aanleg van groene corridors, het aanplanten van hagen rond de stations, het uitvoeren van landschapsstudies met het oog op een betere integratie van de infrastructuur in het landschap, het ter beschikking stellen van gronden aan bepaalde verenigingen voor de aanleg van groene zones, enz.

Voor de realisatie van bovengrondse en ondergrondse verbindingen, uitgezonderd voor verbindingen over een korte afstand, is Elia verplicht een milieueffectenstudie uit te voeren. De toegekende vergunningen bevatten, na overleg met de bevoegde overheden, vaak maatregelen die tot doel hebben de impact op het milieu tot een minimum te beperken.

Bovendien bepaalt de 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 dat het Ontwikkelingsplan aan een strategische milieubeoordeling moet worden onderworpen. Dit betekent dat reeds bij de fase van het uitwerken van ontwikkelingsvarianten een milieuonderzoek wordt uitgevoerd om de varianten met een nadelige impact op het milieu te weren. Dankzij deze aanpak kan in een vroeg stadium en op proactieve wijze rekening worden gehouden met milieuproblemen bij het plannen van projecten, om het beleid inzake duurzame ontwikkeling te steunen dat op Europees, op federaal en op gewestelijk niveau gedefinieerd is.

VERBINDINGEN

Elia ziet erop toe dat de bestaande infrastructuur optimaal wordt benut. Indien dit nuttig is, worden bestaande geleiders vervangen door geleiders met een hogere capaciteit. Waar mogelijk wordt ook nagegaan of bijkomende draadstellen op bestaande masten kunnen worden getrokken.

In de mate van het mogelijke worden deze nieuwe geleiders zodanig gedimensioneerd dat er geen ingrijpende aanpassingen nodig zijn aan de masten waaraan de geleiders ophangen. Hiertoe maakt de netbeheerder na technische analyse gebruik van technologische oplossingen, zoals hoogperformantiegeleiders, die het mogelijk maken om de transmissiecapaciteit te verhogen met minimale aanpassingen aan de bestaande masten.

Wanneer nieuwe verbindingen nodig zijn, geeft Elia doorgaans de voorkeur aan de plaatsing van kabels voor nieuwe verbindingen op de lagere spanningsniveaus tot en met 220 kV, zodat de milieu-impact van het net tot een minimum wordt beperkt.

Deze aanpak wordt gekozen voor de ontwikkeling van nieuwe verbindingen op deze spanningsniveaus, maar kan niet veralgemeend worden voor alle bestaande verbindingen. Naast de technische uitdagingen zou het systematisch ondergronds brengen van de bestaande verbindingen een belangrijke financiële inspanning betekenen voor de gemeenschap.

Om de kosten te beperken, volgt Elia een pragmatisch beleid en houdt Elia de bestaande bovengrondse lijnen zo veel mogelijk in dienst. Waar nodig worden de geleiders en toebehoren van de lijnen vervangen, zonder de masten te vervangen, indien de stabiliteit van deze structuren dit nog toelaat. Indien

een oplossing met een kabel aangewezen is, onderzoekt Elia meerdere alternatieven, waarbij soms een grote perimeter van het net grondig wordt geherstructureerd om de lengte van de ondergrondse verbindingen te beperken.

In bepaalde gevallen kunnen nieuwe verbindingen gerealiseerd worden door de constructie van nieuwe bovengrondse lijnen, waarbij de voordelen van deze lijnen (kostprijs, toegangelijkheid, beschikbaarheid …) optimaal worden benut. Deze nieuwe verbindingen worden bij voorkeur gebundeld met andere lijninfrastructuur (bundlingprincipe), bijvoorbeeld andere hoogspanningslijnen, openbare wegen, waterlopen, enz. Daarenboven ziet de netbeheerder erop toe dat de totale lengte van het bovengrondse transmissienet niet toeneemt (standstillprincipe). 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. Om de visuele impact van deze nieuwe uitrustingen te beperken, kan voor masten met een aangepaste vorm worden geopteerd.

Wat het net op zeer hoge spanning betreft, zullen 380 kV lijnen algemeen genomen bovengronds worden aangelegd omdat dit om technische en economische redenen vereist is.

In ieder geval wordt bij de ontwikkeling van nieuwe lijninfrastructuur zoveel mogelijk getracht om woongebieden en beschermde zones te vrijwaren.

BELEID INZAKE HET INPERKEN VAN DE NETVERLIEZEN

Elia houdt rekening met de evolutie van de energieverliezen in het transportnet en streeft ernaar om deze zo laag mogelijk te houden[35].

Bij de keuze van de oplossingen voor de verdere ontwikkeling van het net vertaalt deze doelstelling zich ondere andere in de keuze voor hogere spanningsniveaus, in de keuze voor efficientere toestellen (transformatoren, kabels, enz.), in de rationalisatie van de bestaande infrastructuur en in de keuze van netuitbating.

HOOGSPANNINGSSTATIONS

Elia tracht optimaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur en zoveel mogelijk gebruik te maken van de bestaande stations.

De stations op hoge spanning en zeer hoge spanning zijn historisch gezien vaak ingeplant in landbouwgebieden. Bijgevolg stelt men soms vast dat de huidige bestemming van deze gebieden enerzijds en de exploitatie en de uitbreiding van de transformatiestations anderzijds niet verenigbaar zijn. Elia heeft daarom beleidsstrategieën ontwikkeld om bij de exploitatie en uitbreiding van deze stations de impact op het milieu te beperken. Indien er toch nieuwe stations moeten worden opgericht, ziet Elia erop toe dat deze worden geïntegreerd in zones die geschikt zijn voor de exploitatie van deze installaties of volgt Elia de nodige procedures om de bestemming van deze zones te wijzigen, in onderling overleg met de bevoegde overheden.

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 station of bij het verhogen van het transformatievermogen van een bestaand station 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 kunnen reeds in de ontwerpfase van het project geluiddempende maatregelen worden voorzien, zoals geluidswerende wanden, zodat de nieuwe infrastructuur beantwoordt aan de geluidsnormen die door milieureglementeringen worden opgelegd.

BELEID INZAKE DE BESCHERMING VAN HET GRONDWATER EN DE BODEM

Het grote volume minerale olie in de transformatoren vormt een potentiële vervuilingsbron voor de bodem, het grondwater en het oppervlaktewater.

De voorkeursoplossing bestaat er momenteel in om de transformatoren uit te rusten met een vloeistofdichte betonnen kuip om de olie in op te vangen. In geval van een incident op een transformator, met een olielek tot gevolg, kan de olie die ontsnapt worden opgevangen in de betonnen kuip om zo te beletten dat de olie in de bodem zou doordringen. Tegelijkertijd worden de installaties voorzien van een koolwaterstofafscheider en een coalescentiefilter, om ervoor te zorgen dat zuiver regenwater kan worden afgevoerd.

Het door Elia gevoerde beleid bestaat erin alle nieuwe transformatoren van een vloeistofdichte betonnen kuip voor het opvangen van olie te voorzien. Voor de bestaande transformatoren blijft Elia zich inzetten om ze in te kuipen. Dit gebeurt systematisch wanneer in de betrokken stations grote projecten worden uitgevoerd.

BELEID INZAKE HET BEPERKEN VAN DE VISUELE HINDER

Bij de oprichting van nieuwe stations 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 op het landschap. Dit heeft tot doel de visuele hinder van het station te beperken, door bijvoorbeeld rond het station groenschermen aan te planten.

35 'Rapport sur l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Belgique', in overeenstemming met artikel 15.2 van de Europese richtlijn 2012/27/UE, 2015.

Bovendien is het visuele effect van moderne stations op de omgeving sterk verminderd door het gebruik van railstellen in buizen in plaats van railstellen met gespannen kabels. Tot slot wordt geval per geval onderzocht of het mogelijk is om compactere installaties van het type GIS ('Gas Insulated Switchgear') te bouwen.

3.3.4. Veiligheid

Voor Elia is de veiligheid van de eigen medewerkers, van de personeelsleden van onderaannemers en van het publiek een absolute prioriteit. Elia doet al het nodige om ervoor te zorgen dat zijn installaties zo veilig mogelijk zijn. De aangehouden inspanningen om de intrinsieke veiligheid van de installaties te verbeteren, leveren resultaat op en worden permanent voortgezet. Zo worden alle bestaande installaties voorzien van vergrendelingen om foute schakelingen te vermijden en worden alle masten van bovengrondse verbindingen uitgerust met een systeem dat de gevolgen van een eventuele val tijdens het uitvoeren van onderhoudswerken beperkt.

Elia houdt ook rekening met de uitbreiding van de wetgeving terzake bij het uitwerken van oplossingen voor de ontwikkeling van het net. Het Koninklijk Besluit van 2 juni 2008 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid van bepaalde oude elektrische installaties op arbeidsplaatsen vervolledigt het Algemeen Reglement op de Elektrische Installaties, de wet inzake welzijn op het werk van 4 augustus 1996, de codex over het welzijn op het werk waarin de uitvoeringsbesluiten van deze wet zijn opgenomen en het Algemeen Reglement voor de Arbeidsbescherming.

3.4. Dynamische programmering van de investeringen

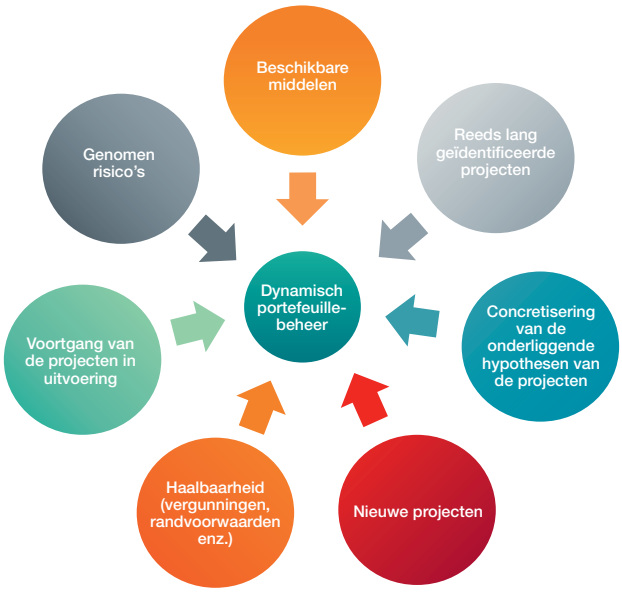
De portefeuille van infrastructuurprojecten omvat projecten die reeds geruime tijd gekend zijn en die dankzij langetermijnvooruitzichten waren geïdentificeerd. Daarnaast bevat de portefeuille projecten die inspelen op recent geïdentificeerde behoeften (snelle toename van het verbruik, defecte uitrusting, aansluiting van een netgebruiker enz.).

Deze mix van projecten vereist een jaarlijkse aanpassing van de portefeuille (oefening in het arbitreren en bijsturen van de projectenportefeuille). 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 ('stranded asset'). Een te vroege start zou er ook toe leiden dat de beschikbare middelen vroegtijdig worden ingezet, eventueel ten koste van andere prioritaire projecten.

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 3.7: Dynamisch beheer van de projectenportefeuille

4

Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet

4.1 | Context
4.2 | Twee tijdshorizonten, vijf scenario's
4.3 | Opvallende trends in input
4.4 | Opvallende trends uit marktsimulaties
4.5 | Uitdagingen voor de toekomst

Federaal Ontwikkelingsplan
van het transmissienet
2015-2025

Het Federaal Ontwikkelingsplan houdt rekening met de tendensen die bepalend zijn voor de noden inzake netontwikkeling, maar kent ook bronnen van onzekerheid: de evolutie van het elektriciteitsverbruik, de evolutie van brandstof- en CO_2-prijzen, de evolutie van het decentrale productiepark en meer specifiek de evolutie van het aandeel van de verschillende soorten hernieuwbare energiebronnen (HEB) en de evolutie van het centrale productiepark, meer bepaald het nucleaire en het fossiele productiepark.

Om een zo goed mogelijk inzicht te krijgen in de externe factoren die de ontwikkeling van het transmissienet beïnvloeden, wordt in het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan gekozen voor een aantal scenario's die sterk van elkaar verschillen. Deze aanpak maakt het mogelijk om een brede waaier aan situaties te definiëren waarvoor de verdere ontwikkeling van het transmissienet in overweging moet worden genomen. Dit hoofdstuk geeft een beknopt overzicht van de werkwijze die hierbij door Elia wordt gevolgd.

4.1. Context

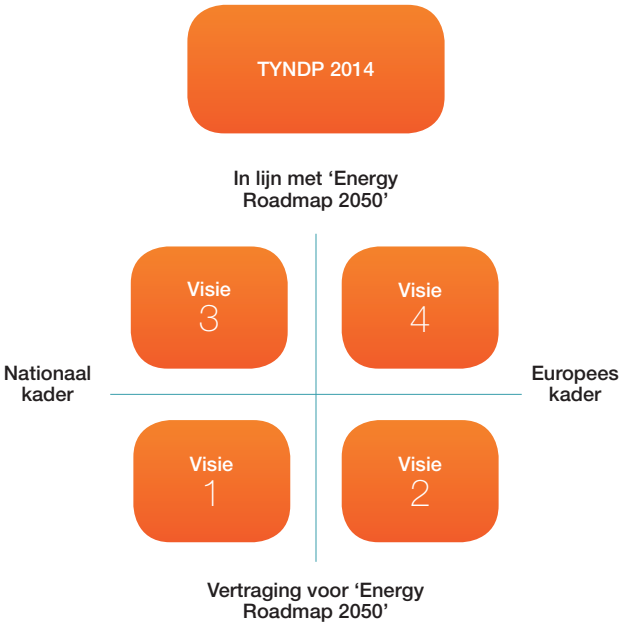
De hypotheses en scenario's van dit Federaal Ontwikkelingsplan zijn zoveel mogelijk afgestemd op deze gebruikt voor het door ENTSO-E opgestelde tienjarige Europese netontwikkelingsplan TYNDP 2014[36]. Hierbij wordt het jaar 2030 beschouwd als brug tussen de Europese energiedoelstellingen voor 2020 en de 'Energy Roadmap 2050'.

Het objectief van de 2030-scenario's in het TYNDP 2014 is om voldoende contrasterend te zijn en een breed kader te schetsen van mogelijkheden voor de toekomst, wat leidt tot verschillende uitdagingen voor de ontwikkeling van het net. Om het aantal scenario's te beperken tot vier is gewerkt rond twee assen, zie figuur 4.1:

- in lijn met versus vertraging ten opzichte van 'Energy Roadmap 2050';
- nationaal versus Europees kader.

De nationale scenario's zijn bottom-upscenario's, waarbij een beroep wordt gedaan op de verschillende transmissienetbeheerders (TSO's) om data aan te leveren. De Europese top-downscenario's worden door een groep van experten aangeleverd op basis van richtlijnen en bijkomende parameters (randvoorwaarden) aangeleverd door de verschillende TSO's.

Voor de tijdshorizon 2020 wordt een beroep gedaan op het scenario EU 2020 waarvan de definitie terug te vinden is in het ENTSO-E rapport 'Scenario Outlook & Adequacy Forecast' (SO&AF 2014)[37]. Dit scenario is een top-downscenario dat gebaseerd is op het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie voor België[38].



Figuur 4.1: Overzicht van de vier scenario's in TYNDP 2014

36 In het kader van het 3de energiepakket publiceert het European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) een tweejarig, niet-bindend 'Ten-Year Network Development Plan' (TYNDP). De laatste update dateert van december 2014.

37 De jaarlijkse publicatie van de 'Scenario Outlook & Adequacy Forecast' (SO&AF) door ENTSO-E geeft een inschatting van de evolutie van belasting en productie. De laatste update dateert van juli 2015.

38 Het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie voor België werd opgesteld door de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie in het kader van de richtlijn 2009/28/EG en omvat geconsolideerde vooruitzichten voor heel België.

Voor het aanleveren van de nationale data en parameters voor België doet Elia een beroep op bestaande rapporten en studies. De hypotheses zijn afgestemd op de studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030[39], ook wel de tweede prospectieve studie elektriciteit (PSE2) genoemd.

Enkele hypotheses in het Ontwikkelingsplan wijken echter in bepaalde opzichten af van de PSE2, aangezien er rekening wordt gehouden met nieuwe belangrijke ontwikkelingen die zich sinds het verzamelen van de data voor de tweede prospectieve studie elektriciteit (PSE2) hebben voorgedaan:

- in de PSE2 wordt er gewerkt met verschillende basisscenario's door de onzekerheid over de beschikbaarheid van de nucleaire capaciteit tegen 2020 op het ogenblik dat de kwantitatieve analyse werd gemaakt (april tot september 2012). In het Ontwikkelingsplan wordt een enkele optie voor 2020 beschouwd volgens het wettelijk kader begin 2015 (verlenging van Tihange 1 met 10 jaar), zie paragraaf 4.3.3.;
- in de PSE2 wordt verondersteld dat de Belgische doelstellingen uit het wetgevend Klimaat- en Energiepakket zullen worden gerealiseerd. Het geïnstalleerd vermogen van de verschillende types van hernieuwbare energiebronnen wordt bepaald door het PRIMES-model. Voor PV komt dit op een geïnstalleerd vermogen van ongeveer 1800 MW voor de basisscenario's. Door de enorme groei van PV de laatste jaren is er vandaag al meer geïnstalleerd. Voor het Ontwikkelingsplan wordt de veronderstelling dat de Belgische doelstellingen uit het wetgevend Klimaat- en Energiepakket zullen worden gerealiseerd, overgenomen, maar is een andere verdeling van de geïnstalleerde vermogens aangenomen op basis van regionale doelstellingen, zie paragraaf 4.3.2.;
- in de PSE2 wordt een verwijzing gemaakt naar het 'plan Wathelet'[40], maar wordt de concrete uitwerking nog niet mee in rekening genomen (zie onder andere de eerste opmerking). In het Ontwikkelingsplan worden de concrete maatregelen meegenomen in de hypotheses, zie paragraaf 4.3.3.;

Er zijn een aantal bijkomende hypotheses waarbij in het Federaal Ontwikkelingsplan is afgeweken van de PSE2, gezien de grote impact op de resultaten:

- de gehanteerde vooruitzichten betreffende de internationale brandstofprijzen gaan uit van een significante stijging van aardgasprijzen in de PSE2[41]. De prijzen op verschillende Europese gasmarkten geven aan dat, zeker met het oog op 2020, de prijzen eerder een negatieve trend zullen vertonen. Na 2020 zijn nog geen marktprijzen gekend, maar ook daar is een dalende trend niet onrealistisch en kan er bijkomende druk op de aardgasprijs zijn door de invloed van bijvoorbeeld onconventioneel gas en toenemende internationale arbitrage via LNG. Voor het Federaal Ontwikkelingsplan wordt een sensitiviteit voorzien op deze hypothese, zie paragraaf 4.3.4.;
- in de PSE2 wordt 21% voor de reservemarge als betrouwbaarheidscriterium voor de bevoorradingszekerheid gehanteerd. In het kader van het 'plan Wathelet' is een betrouwbaarheidscriterium van 3 h LOLE in normale omstandigheden en 20 h in uitzonderlijke omstandigheden opgenomen. Voor de kortetermijnhorizon 2020 wordt dit criterium gehanteerd voor het Federaal Ontwikkelingsplan. Voor de langetermijnhorizon 2030 wordt het criterium volgens de SO&AF gehanteerd, zie paragraaf 4.3.3.;
- de methodologie die gehanteerd wordt voor de PSE2 legt een importniveau van 5,8 TWh vast op basis van een historische context die sterk verschillend is van de aangekondigde markttendensen die wijzen op toenemende commerciële uitwisselingen in de CWE-zone. Voor het Federaal Ontwikkelingsplan worden de omliggende landen mee gemodelleerd op basis van gegevens die verzameld worden binnen ENTSO-E, en wordt aldus het importniveau bepaald door het model rekening houdend met het veronderstelde productiepark en de importcapaciteit, zie paragraaf 4.4. Ten slotte houdt de exogene hypothese van een netto import van 5,8 TWh ook de impliciete veronderstelling in dat de energie beschikbaar is op ex ante veronderstelde momenten op de markten in de buurlanden zonder dat dit expliciet is gecontroleerd. Dit is een belangrijk element om mee te nemen in de bevoorradingszekerheidsproblematiek.

Voor een aantal belangrijke hypotheses en ideeën is de PSE2 gehanteerd als bron voor het Federaal Ontwikkelingsplan, zoals de evolutie van het eindverbruik van elektriciteit en de opsplitsing per economische sector, de hypothese rond nieuwe steenkooleenheden, de veronderstelling dat de Belgische doelstellingen uit het wetgevend Klimaat- en Energiepakket zullen worden gerealiseerd enz.

39 De studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030 is opgesteld door de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau, krachtens de wet van 1 juni 2005 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt. De studie analyseert de toekomstige elektriciteitsbehoefte evenals de middelen om daaraan te beantwoorden. Zoals is bepaald in het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit, worden de hypotheses gedefinieerd in de prospectieve studie elektriciteit.

40 Het Belgische elektriciteitssysteem op een tweesprong: een nieuwe energiepolitiek om de overgang te doen slagen, 27 juni 2012.

41 In de PSE2 wordt er enkel uitgegaan van een kolen-voor-gasscenario voor de verschillende tijdshorizonten. Dit wil zeggen dat de huidige meritorder wordt aangehouden.

4.2. Twee tijdshorizonten, vijf scenario's

Voor de identificatie van netinvesteringen wordt er gekeken naar twee momenten in de tijd, namelijk 2020 en 2030. Voor 2020 wordt een scenario gehanteerd waarbij typische tendensen voor de vraag naar elektriciteit worden doorgetrokken en waarbij de best mogelijke inschatting van het productiepark wordt gemaakt. Om de onzekerheden in het Belgische energielandschap te capteren, wordt een sensitiviteitsanalyse toegevoegd voor 2020[42]. Op de langetermijntijdshorizon 2030 zijn er veel meer onzekerheden dan voor de kortetermijntijdshorizon 2020.

Deze onzekerheden omvatten onder andere de aangroei van hernieuwbare energiebronnen, de prijzen van CO_2 en brandstof, nationale versus internationale regelgeving, elektriciteitsvraag, enz. Om al deze onzekerheden te capteren, worden er vier scenario's uitgewerkt voor 2030.

Het 2020-scenario voor het Federaal Ontwikkelingsplan komt overeen met het EU 2020-scenario in de SO&AF 2014. Figuur 4.2 geeft de belangrijkste ideeën voor het EU 2020-scenario weer. Meer details zijn te vinden in de SO&AF 2014.

EU 2020

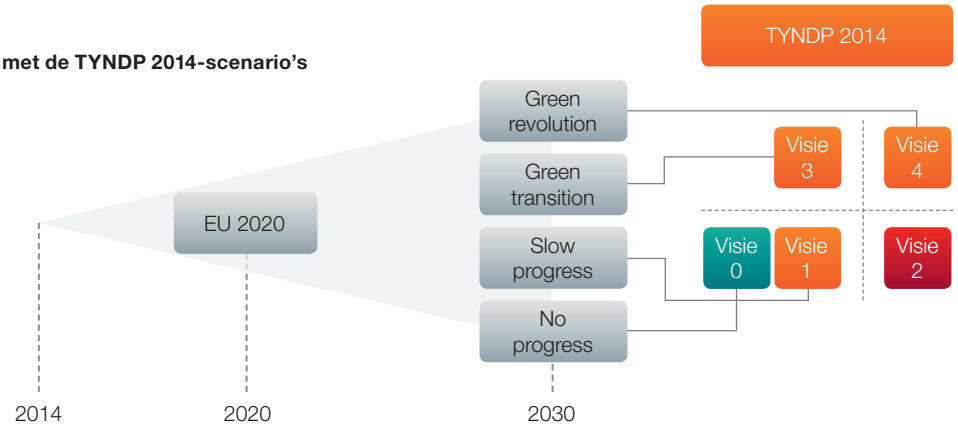
Dit top-downscenario geeft een inschatting van de potentiële toekomstige ontwikkelingen, ervan uitgaande dat de 2020-doelstellingen voor hernieuwbare energiebronnen bereikt worden. Het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie voor België dat de Europese 20/20/20-objectieven in acht neemt, of andere nationale documenten en beleidsdocumenten liggen aan de basis van dit scenario. België is niet autonoom aangaande de bevoorradingszekerheid.

Figuur 4.2: Verhaallijn voor het EU 2020-scenario

De 2030-scenario's voor het Federaal Ontwikkelingsplan komen in grote mate overeen met de scenario's in het TYNDP 2014, met name visie 1 'Slow progress', visie 3 'Green transition' en visie 4[43] 'Green revolution' (zie figuur 4.3). Het TYNDP 2014 omschrijft ook een visie 2 'Money rules', maar gezien de grote gelijkenis met visie 1 voor België, is er geopteerd deze visie niet te beschouwen voor het Federaal Ontwikkelingsplan.

Door vergelijking van de geselecteerde scenario's vanuit het TYNDP 2014 met de scenario's voorgesteld in de PSE2, is een bijkomend scenario gedefinieerd voor het Federaal Ontwikkelingsplan, namelijk visie 0 'No progress'. Op deze manier omvat het Ontwikkelingsplan de belangrijkste scenario's uit de PSE2[44].

Figuur 4.3: Link met de TYNDP 2014-scenario's



42 Hierbij dient echter opgemerkt te worden dat de mogelijkheden om bijkomende interconnecties te ontwikkelen op deze horizon beperkt zijn. Er zijn al tal van projecten voorzien om de komende jaren de interconnecties te versterken: Nemo, ALEGrO, versterking van de noordgrens, versterking van de zuidgrens, verbinding België - Luxemburg. Verder dient ook rekening te worden gehouden met een doorlooptijd van ongeveer 10 jaar voor de ontwikkeling van nieuwe grensoverschrijdende verbindingen.

43 In de visie 4 wordt gezien het Europees karakter een reductie van de nationale back-upcapaciteit doorgevoerd. Voor België is deze reductie beperkt tot 1 gaseenheid van 460 MW in het TYNDP 2014. Voor het Federaal Ontwikkelingsplan is een bijkomende reductie van 3 gaseenheden doorgevoerd.

44 Op basis van de vergelijking tussen vraag naar elektriciteit, geïnstalleerd vermogen aan HEB en totaal geïnstalleerd vermogen aan productie-eenheden is er een gelijkenis tussen het scenario 'No progress' van het Ontwikkelingsplan en 18%EE van de PSE2, 'Slow progress' en Nuc900, 'Green transition' en RES++. 'Green revolution' gaat verder in het aandeel aan HEB dan in de PSE2 om aan de Europese doelstellingen te voldoen.

Figuur 4.4 geeft de belangrijkste ideeën weer van de vier geselecteerde scenario's voor het Federaal Ontwikkelingsplan. De volledige verhaallijn voor visie 1, 3 en 4 en hoe de visies tot stand zijn gekomen, staat beschreven in het TYNDP 2014.

De vier scenario's zijn voldoende contrasterend en geven een breed kader van mogelijkheden voor de toekomst. Er wordt niet gewerkt met een referentiescenario en er wordt geen

VISIE 0 - NO PROGRESS

Visie 0 is gebaseerd op visie 1, met het belangrijkste verschil dat België niet langer autonoom is aangaande de bevoorradingszekerheid (zoals in de huidige politiek). Verder wordt er een daling van de elektriciteitsvraag voorzien. Dit vertaalt zich in minder back-upcapaciteit geleverd door gaseenheden.

VISIE 1 - SLOW PROGRESS

De economische en financiële condities zijn minder gunstig en bijgevolg is er minder geld om de bestaande energiepolitiek te versterken en technologische doorbraken te financieren. CO_2- en brandstofprijzen zijn gebaseerd op de huidige politiek, zodat kolen voorrang heeft op gas. Er is geen grote doorbraak in energie-efficiëntie en transportontwikkelingen. Dit leidt tot een beperkte stijging in de elektriciteitsvraag. Er wordt geen inspanning gedaan om het 'demand-response'-potentieel te benutten. De productiemix is niet in lijn met de realisatie van de 'Energy Roadmap 2050' gezien er geen bijkomende politiek wordt geïmplementeerd na 2020. De back-upcapaciteit komt van gaseenheden en wordt nationaal voorzien. Met andere woorden, België is autonoom aangaande de bevoorradingszekerheid.

VISIE 3 - GREEN TRANSITION

De economische en financiële condities zijn gunstig en bijgevolg is er geld om de bestaande energiepolitiek te versterken en technologische doorbraken te financieren. Het ontbreken van een sterk Europees kader houdt de introductie van een fundamenteel nieuw marktdesign tegen om volledig van technologische doorbraken te genieten. CO_2- en brandstofprijzen zijn gebaseerd op een nieuwe politiek (scenario 450 IEA WEO 2011), zodat gas voorrang heeft op kolen. Er is een doorbraak in energie-efficiëntie en transportontwikkelingen. De elektrificatie overstijgt de energie-efficiëntierealisaties en dit leidt tot een stijging in de elektriciteitsvraag. Het 'demand-response'-potentieel wordt deels benut voor verschuivingen in de dagelijkse vraag. Bijkomende politiek aangaande hernieuwbare energie wordt geïmplementeerd na 2020. De back-upcapaciteit komt van gaseenheden en energieopslag en wordt nationaal voorzien. Met andere woorden, België is autonoom aangaande de bevoorradingszekerheid.

VISIE 4 - GREEN REVOLUTION

Visie 4 is gebaseerd op visie 3, met het belangrijkste verschil dat er een sterk Europees kader geïntroduceerd wordt dat leidt tot grotere investeringen in duurzame energie en een grotere doorbraak van nieuwe technologieën. De elektriciteitsvraag overstijgt de waarde van visie 3 en het 'demand-response'-potentieel wordt volledig benut voor verschuivingen in de dagelijkse vraag. Bijkomende politiek aangaande hernieuwbare energie wordt geïmplementeerd na 2020 om de decarbonisatieobjectieven voor 2050 te halen. De back-upcapaciteit komt van gaseenheden en energieopslag, maar wordt Europees voorzien zodat dit gereduceerd kan worden ten opzichte van visie 3.

Figuur 4.4: Verhaallijn voor 2030-scenario's

waarschijnlijkheid gekoppeld aan de verschillende scenario's. De scenario's zijn niet de beste inschatting volgens Elia, maar zijn tot stand gekomen via interactie met stakeholders[45] en vertegenwoordigen aldus niet enkel de visie van de TSO's. De data aangeleverd door Elia voor België volgt zo goed mogelijk de verhaallijn opgelegd in het TYNDP 2014 om de coherentie met de andere lidstaten te bewaren. Elia doet hiervoor een beroep op bestaande rapporten en studies.

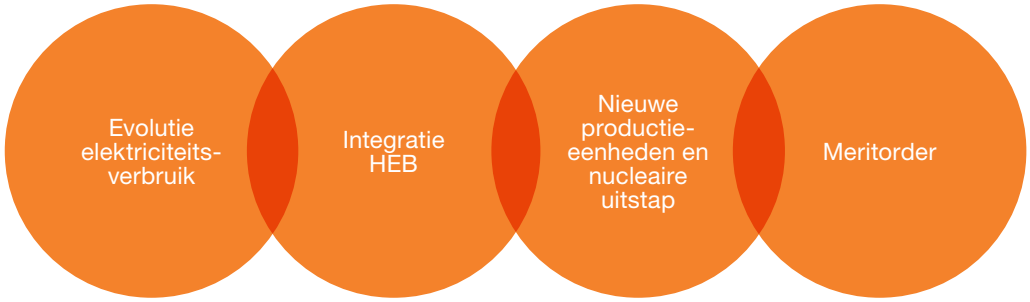
Het werken met vier scenario's die een breed kader voor de toekomst schetsen, verschilt sterk van de werkwijze gehanteerd in het vorige Federaal Ontwikkelingsplan. Hierin werden er verschillende hypotheses rond verbruik en centrale productiemiddelen (fossiel en nucleair) gekoppeld, wat een totaal van zestien scenario's opleverde. Het werken met een beperkt aantal extreme scenario's heeft het voordeel dat met meer zekerheid de toekomst vervat zit in het geschetste kader en dat het overzicht tussen de verschillende scenario's en conclusies eenvoudiger is. De nood aan investeringen wordt duidelijk uit de verschillende scenario's[46], maar gezien het extreme karakter kan dit invloed hebben op de timing. Wanneer bijvoorbeeld een investering voortvloeit uit de sterke groei van hernieuwbare energiebronnen, dan geeft het geïnstalleerd vermogen hiervan in de scenario's 'Green transition' en 'Green revolution' een in-

45 Voor het opstellen van het TYNDP doet ENTSO-E een beroep op externe stakeholders. Om kennis van de stakeholders te verzamelen, worden er verschillende initiatieven gelanceerd (publieke consultatie, workshops, vergaderingen, ...). Dit maakt dat de scenario's opgesteld binnen TYNDP een goede basis zijn voor het Federaal Ontwikkelingsplan.

46 In het TYNDP 2014 is voor de interconnectieprojecten een kosten-batenanalyse uitgevoerd voor een aantal van de scenario's. De belangrijkste cijfers worden hernomen in hoofdstuk 5.

schatting van de timing (niet per definitie het jaartal 2030 dat vooropgesteld is voor de scenario's).

De belangrijkste parameters, zie figuur 4.5, waaruit de grootste verschillen tussen de scenario's voortvloeien, worden in de volgende paragraaf in detail besproken.



Figuur 4.5: Parameters die de grootste verschillen tussen de scenario's bepalen

4.3. Opvallende trends in input

In deze paragraaf worden de belangrijkste parameters die bepalend zijn voor de verschillende scenario's, toegelicht. In grote lijnen kan wel voorspeld worden welke richting de Europese elektriciteitsmarkt opgaat, maar er blijven per definitie onzekerheden over onder andere de elektriciteitsvraag, de samenstelling van het productiepark en de brandstof- en CO_2-prijzen.

4.3.1. Onzekerheid van de elektriciteitsvraag

De onzekerheden met betrekking tot de evolutie van het eindverbruik van elektriciteit hebben momenteel een beperkte impact op het transmissienet voor elektriciteit voor de spanningsniveaus van 380 kV tot 110 kV.

Toch is het zeer waarschijnlijk dat er zich in de toekomst in de samenleving meerdere veranderingen zullen voltrekken waarvan de impact op de evolutie van de vraag moeilijk in te schatten is. De onzekerheid met betrekking tot het eindverbruik van elektriciteit heeft voornamelijk te maken met de volgende vier elementen:

- de evolutie van de economische en demografische groei en het effect daarvan op de vraag naar elektriciteit;
- de impact van maatregelen die een betere beheersing van de vraag naar elektriciteit beogen in het kader van de Europese doelstellingen inzake energie-efficiëntie, en de reactie van de verbruikers op deze maatregelen;
- de evolutie van de brandstof- en de CO_2-prijzen;
- de impact van nieuwe toepassingen in het elektriciteitsverbruik zoals het gebruik van elektrische voertuigen of warmtepompen en demand response.

In het kader van dit Federaal Ontwikkelingsplan is getracht om abstractie te maken van deze onzekerheden door verschillende varianten van de vraag te definiëren. In het licht van de bovengenoemde onzekerheden dienen deze varianten sterk genoeg van elkaar af te wijken om een brede waaier van mogelijke evoluties van de vraag[47] naar elektriciteit af te dekken.

De gehanteerde groeicijfers zijn afgeleid uit twee scenario's van de prospectieve studie elektriciteit. Voor de groeicijfers van het scenario 'No progress' worden de groeicijfers van het scenario 18%EE gehanteerd, namelijk -0,28% tussen 2010 en 2020 en 0,14% tussen 2020 en 2030[48]. Voor de groeicijfers van de scenario's 'Slow progress', 'Green transition' en 'Green revolution' worden groeicijfers van het consultancybureau IHS CERA[49] gehanteerd tot 2020. Voor het scenario 'Slow progress' wordt er geen verdere groei verwacht na 2020. Voor de scenario's 'Green transition' en 'Green revolution' wordt een gemiddelde groei van 0,76% toegepast vanaf 2020. Dit cijfer komt overeen met de gemiddelde groei tussen 2010 en 2030 van het scenario Nuc-1800. Hierop wordt echter nog een correctie toegepast

47 De gehanteerde definitie van de vraag opgenomen in het Federaal Ontwikkelingsplan is de totale belasting op het Belgische net (Elia-net, onderliggende distributienet en elektrische verliezen). Dit is een andere definitie als deze gehanteerd in het jaaroverzicht of op de website van Elia.

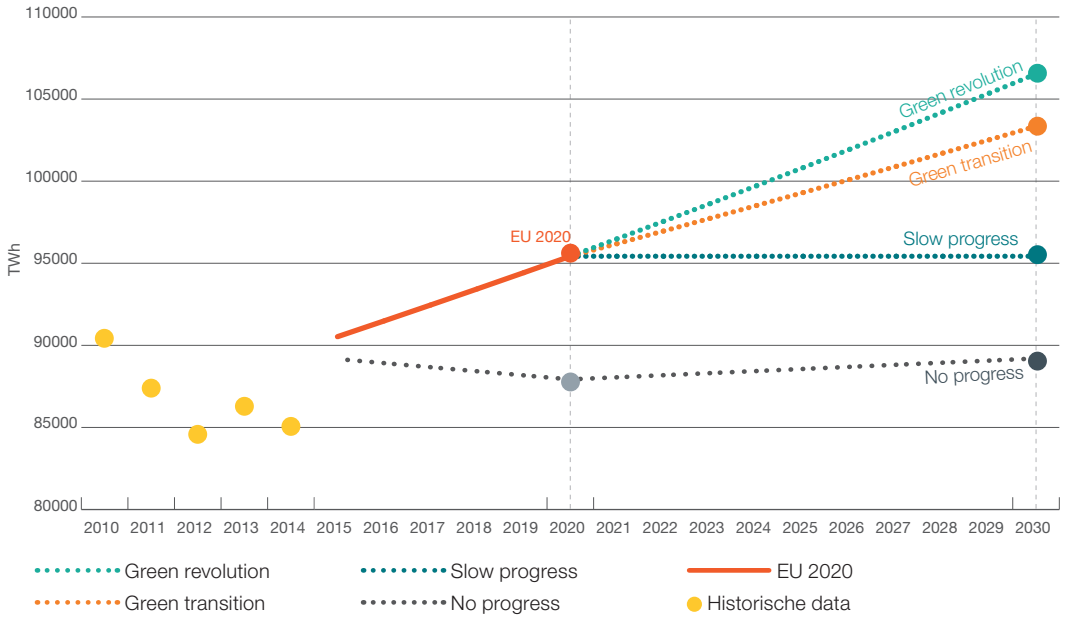
48 In het 18%EE-scenario (PSE2) is er een lichte daling tot 2025, gevolgd door een lichte stijging tot 2030. In het Federaal Ontwikkelingsplan ligt de focus enkel op 2020 en 2030, waarbij een lineair gedrag verondersteld wordt tussen 2010 en 2020 enerzijds en 2020 en 2030 anderzijds.

49 De groeicijfers van IHS CERA houden rekening met recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de kortetermijnhorizon. Deze groeicijfers worden ook gebruikt in het kader van het tariefdossier.

50 Voor de historische gegevens worden gegevens aangeleverd door het energieobservatorium. Voor het jaar 2014 zijn de gegevens nog niet finaal, maar is een inschatting gemaakt.

51 Deze cijfers zijn het resultaat van een workshop met externe stakeholders in het kader van het TYNDP 2014 en zijn in lijn met de verhaallijn die opgebouwd is voor de verschillende visies.

EVOLUTIE VAN DE VRAAG



Figuur 4.6: Evolutie van de vraag naar elektriciteit

voor het aandeel aan elektrische voertuigen en warmtepompen, zoals gedefinieerd in de verhaallijn van de visies binnen het TYNDP 2014 (zie tabel 4.1).

Figuur 4.6 vat de brede waaier van mogelijke evoluties van de vraag voor 2020 en 2030 volgens de verschillende scenario's samen. De waaier omvat een gemiddelde aangroei per jaar van de elektriciteitsvraag tussen -0,07% per jaar (scenario 'No progress') en 0,81% per jaar (scenario 'Green revolution') tussen 2010 en 2030.

2010 wordt aangenomen als basisjaar voor het toepassen van de groeicijfers, overeenkomstig de prospectieve studie elektriciteit. Op de grafiek worden voor 2010 tot en met 2014[50] echter de historische waarden geplot. Hieruit blijkt dat er de laatste jaren een daling waar te nemen is in de vraag naar elektriciteit.

De evolutie van het eindverbruik van elektriciteit per economische sector wordt ook overgenomen uit de vooruitzichten in de prospectieve studie elektriciteit voor de scenario's Nuc-1800 en 18% EE. De details zijn terug te vinden in de PSE2.

Tabel 4.1 geeft een overzicht van een aantal parameters die een grote onzekerheid met betrekking tot het eindverbruik van elektriciteit met zich meebrengen. Voor de verschillende scenario's is het niveau van invloed op het verbruiksprofiel weergegeven[51]. Elektrische voertuigen en warmtepompen leiden tot een stijging van de vraag naar elektriciteit. Demand-response leidt tot een daling van de piekvraag en een verschuiving in het verbruiksprofiel. Ondanks het feit dat het energiebeleid van de Europese Unie een verbetering van de energie-efficiëntie beoogt, leidt de elektrificatie van het systeem tot een stijging van de energievraag ten opzichte van 2010 voor alle scenario's, met uitzondering van het 'No progress'-scenario.

	VISIE 0 No progress	VISIE 1 Slow progress	VISIE 3 Green transition	VISIE 4 Green revolution
Demand-response	Niet gebruikt 0%	Niet gebruikt 0%	Deels gebruikt 2,5%	Volledig gebruikt 5%
Elektrische voertuigen	Geen doorbraak 5%	Geen doorbraak 5%	Plug-in (flexibel laden) 10%	Plug-in (flexibel laden en genereren) 15%
Warmtepompen	Minimumniveau 1%	Minimumniveau 1%	Intermediair niveau 5%	Maximumniveau 9%

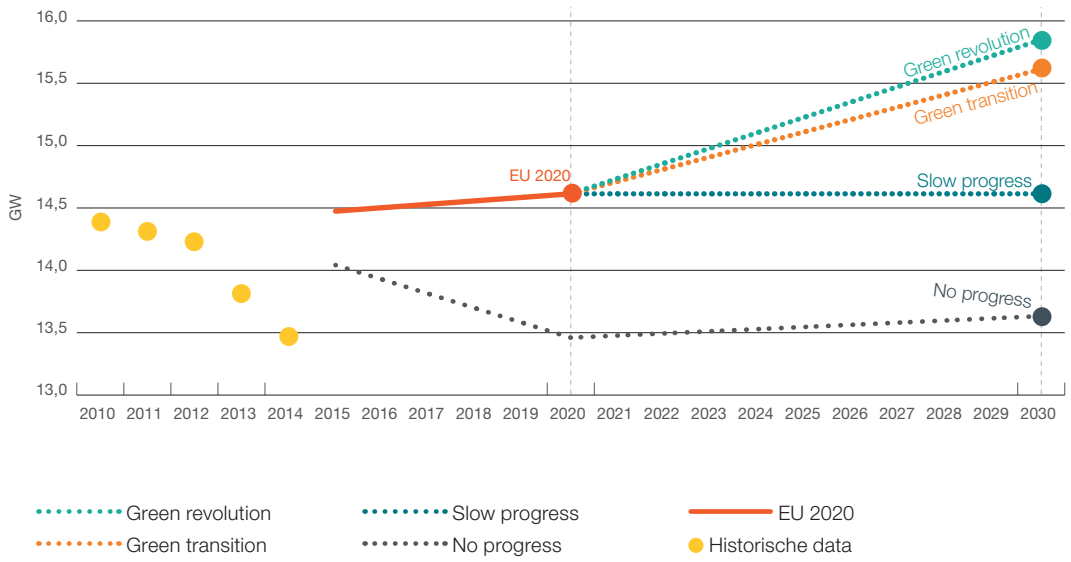
Tabel 4.1: Overzicht van parameters die de elektriciteitsvraag beïnvloeden

De substitutie-effecten tussen de verschillende energievormen, zoals de invoering van elektrische voertuigen en/of warmtepompen, hebben niet enkel een invloed op het totale eindverbruik van elektriciteit, maar ook op de verbruiksprofielen en meer bepaald de piekvraag naar elektriciteit. Figuur 4.7 geeft de waaier van mogelijke evoluties van de piekvraag naar elektriciteit weer voor de verschillende scenario's. De waaier omvat een gemiddelde aangroei per jaar van de piekvraag naar elektriciteit tussen -0,27% (scenario 'No progress') en 0,48% (scenario 'Green revolution') tussen 2010 en 2030.

Het is voornamelijk de piekvraag naar elektriciteit die belangrijk is in het kader van de bevoorradingszekerheid. Dit onderwerp komt verder aan bod in paragraaf 4.3.3.

De invloed van de temperatuur op de Belgische elektriciteitsvraag is vandaag de dag beperkt tot een 100 MW/°C. Bij een doorbraak van warmtepompen voor woningverwarming zal deze invloed toenemen.

EVOLUTIE VAN DE PIEKVRAAG



Figuur 4.7: Evolutie van de piekvraag naar elektriciteit

4.3.2. Opmars van hernieuwbare energiebronnen

De aansluiting van hernieuwbare energiebronnen creëert noden om het transmissienet te versterken. De mate waarin de capaciteit van het transmissienet dient te worden verhoogd, is afhankelijk van de controlemogelijkheden over deze productie-eenheden, hun omvang, hun lokalisatie, hun variabel karakter en het spanningsniveau waarop ze worden aangesloten.

Het Federaal Ontwikkelingsplan gaat ervan uit dat de doelstellingen die in het kader van het Europese Klimaat- en Energiepakket zijn aangenomen met betrekking tot het aandeel van hernieuwbare energie in het bruto finale energieverbruik, gerealiseerd worden tegen 2020. Er bestaat nochtans onzekerheid betreffende de bijdrage van de verschillende hernieuwbare energiebronnen (HEB) tot de realisatie van de Europese klimaatdoelstellingen. De ontwikkeling van de verschillende HEB wordt in het Federaal Ontwikkelingsplan in kaart gebracht op basis van het Nationaal actieplan voor hernieuwbare energie voor België. Gezien het actieplan dateert van 2010 zijn enkele verschuivingen doorgevoerd op basis van regionale plannen[52], aangezien een aantal cijfers niet langer realistisch zijn.

Om de doelstellingen te halen, zijn op het niveau van de gewesten belangrijke initiatieven genomen met betrekking tot de ondersteuning van hernieuwbare energie. Figuur 4.8 geeft een overzicht van de geïnstalleerde vermogens aan HEB voor 2020.

52 Voor Vlaanderen wordt het PRO-scenario uit de studie 'Prognoses voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling tot 2020' als bron gebruikt. Deze studie is uitgevoerd door VITO in opdracht van het Vlaams Energieagentschap. Voor Wallonië wordt de studie 'Actualisation 2009 du Plan pour la Maîtrise Durable de l'Energie (PMDE)' als bron gebruikt.

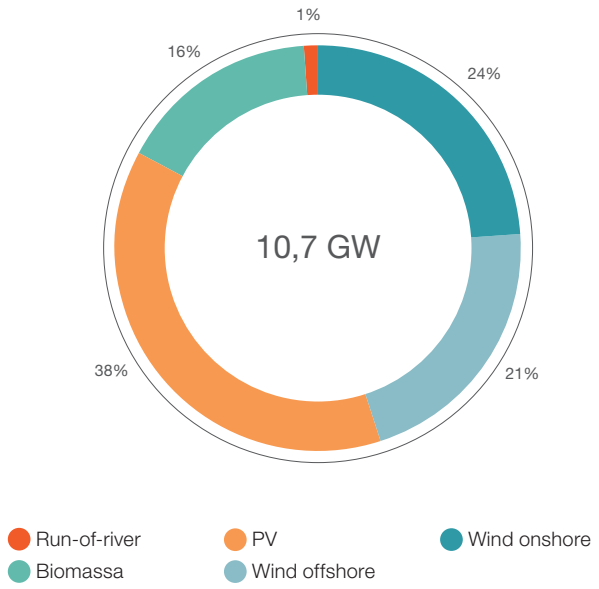
Hoewel de EU-lidstaten gebruik kunnen maken van flexibiliteitsmechanismen die hen in staat stellen om hun doelstelling niet op eigen grondgebied te realiseren, wordt aangenomen dat de doelstelling van 13%[53] op Belgisch grondgebied wordt bereikt om de investeringen in het transmissienet die vanuit dit perspectief moeten worden uitgevoerd, correct te kunnen inschatten.

Na 2020 is geen concrete HEB-doelstelling per lidstaat vastgelegd, wat zich uit in verschillende evoluties voor de verschillende scenario's:

- 'No progress' en 'Slow progress': na 2020 worden er geen extra initiatieven geïmplementeerd, zodat het geïnstalleerd vermogen aan HEB stabiel blijft ten opzichte van 2020.
- 'Green transition': er is een voortzetting van de groei van wind onshore, PV en biomassa zoals tijdens de periode 2010-2020. Voor wind offshore wordt het cijfer van 4 GW, zoals eerder voorgesteld in de NSCOGI[54] studie, hernomen. Het aandeel aan 'run-of-river' (waterloopcentrales) blijft constant.
- 'Green revolution': om aan de Europese klimaat- en energiedoelstellingen voor 2030[55] te voldoen (volgens de definitie van de Europese top-downvisie 4), is aan iedere lidstaat extra capaciteit toegekend op basis van een aantal richtlijnen en randvoorwaarden. Voor België resulteert dit in extra wind onshore, PV en biomassa, wat niet onmogelijk is volgens verschillende potentieelstudies.

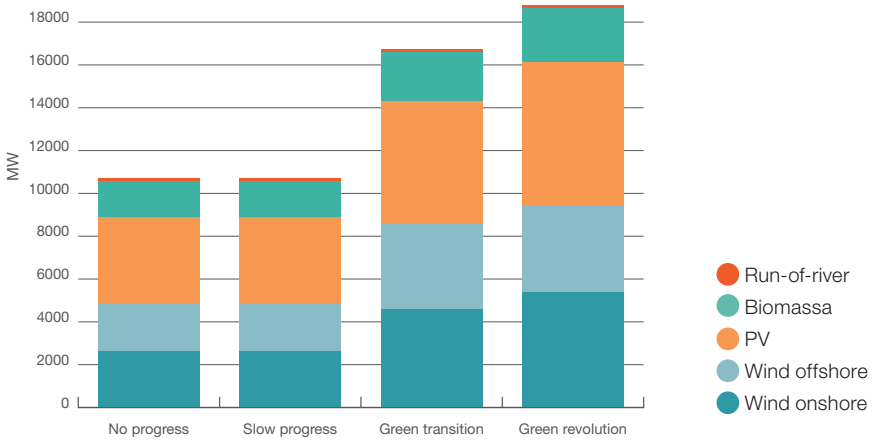
Figuur 4.9 geeft een overzicht van het geïnstalleerd vermogen aan HEB in de verschillende 2030-scenario's.

2020 HEB GEÏNSTALLEERD VERMOGEN



Figuur 4.8: Geïnstalleerd vermogen aan HEB voor 2020

2030 HEB GEÏNSTALLEERD VERMOGEN



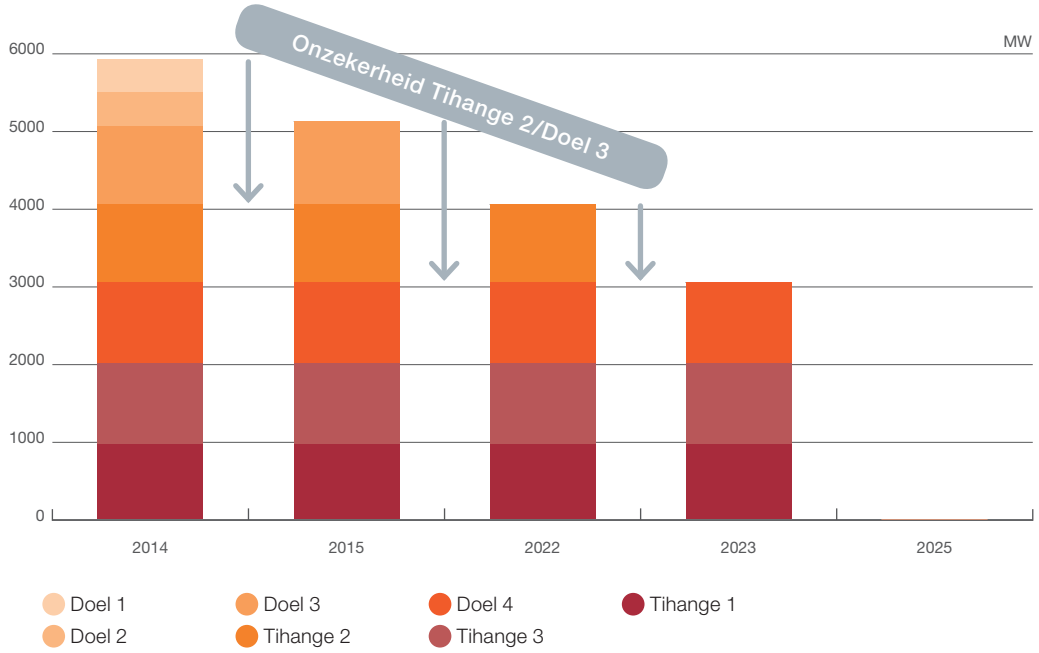
Figuur 4.9: Geïnstalleerd vermogen aan HEB voor de verschillende 2030-scenario's

53 Wat de hernieuwbare energiebronnen betreft, leidt de uitvoering van het wetgevend Klimaat- en Energiepakket tot de volgende verplichtingen voor België: een HEB-aandeel van 13% in het bruto finaal energieverbruik in 2020 en een HEB-aandeel van 10% in de transportsector in 2020.

54 The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI): in het referentie scenario wordt 3,1 GW aan wind offshore voorgesteld voor BE tegen 2030, terwijl in het 'RES+'-scenario een geïnstalleerd vermogen van 4 GW wordt voorgesteld.

55 De uitstoot van broeikasgassen terugdringen met 40% ten opzichte van het niveau van 1990, een bindende doelstelling van ten minste 27% aan duurzame energie voor de EU als geheel, nieuwe ambities voor het beleid inzake energie-efficiëntie, een nieuw governancesysteem en een aantal nieuwe indicatoren om te zorgen voor een concurrerend en zeker energiesysteem, waaronder de interconnectiedoelstelling van 15% tegen 2030. Dit zijn de pijlers van de nieuwe EU-kaderregeling inzake klimaat en energie voor 2030 die de Europese Commissie presenteert (oktober 2014).

NUCLEAIRE UITSTAP



Figuur 4.10: Geïnstalleerd vermogen aan nucleaire eenheden

4.3.3. Nood aan nieuwe productie-eenheden

UITSTAP VAN NUCLEAIRE ENERGIE

De nucleaire uitstap volgt wat wettelijk is bepaald begin 2015. Hierin wordt de verlenging van Tihange 1 met 10 jaar meegenomen[56]. Figuur 4.10 toont de stapsgewijze nucleaire uitstap tot de volledige uitstap in 2025. Voor de scenario's in het Federaal Ontwikkelingsplan komt dit neer op een geïnstalleerd vermogen van nucleaire eenheden van 5060 MW voor het jaar 2020 en 0 MW voor de 2030-scenario's.

De problemen met het reactorvat van de reactoren Doel 3 en Tihange 2 brengen onzekerheid over het al dan niet beschikbaar zijn van deze centrales. De invloed op het geïnstalleerd vermogen aan nucleaire capaciteit wordt weergegeven in figuur 4.10. Deze onzekerheid heeft ertoe geleid dat een wet is gestemd om de levensduur van Doel 1 en Doel 2 met 10 jaar te verlengen. Het FANC (Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle) moet nog zijn fiat geven na controle van de veiligheid van de twee centrales.

De sensitiviteit van de onzekerheid rond de beschikbaarheid van de nucleaire centrales is getest voor het 2020-scenario. Om de bevoorradingszekerheid van België te garanderen, heeft de onzekerheid van de beschikbaarheid van de nucleaire eenheden een impact op de nood aan bestaande of nieuwe gaseenheden en/of andere maatregelen zoals flexibele vraag. Dit wordt verder toegelicht in de volgende paragraaf.

NOOD AAN NIEUWE GASEENHEDEN

Algemene context

De ontwikkeling van het 380/220/150 kV net en deze van het Belgische productiepark zijn op hetzelfde ogenblik tot stand gekomen, zodat de geproduceerde energie zo efficiënt mogelijk naar de verbruikers kan worden vervoerd. Gezien deze historische context is de ontwikkeling van het net bijzonder gevoelig voor wijzigingen:

- in het productiepark, met name op het niveau van zijn structuur en de lokalisatie van productie-eenheden;
- in de exploitatie van deze eenheden.

In een vrijgemaakte elektriciteitsmarkt, waar transmissie en productie van elektriciteit gescheiden zijn, heeft de netbeheerder geen volledige voorafgaande en zekere kennis meer over het gedrag en de investeringsplannen van de producenten. Zij hanteren immers vaak een economische logica die in eerste instantie op de markt is gericht en in mindere mate op het vervoer van de energie die ze produceren.

Enerzijds wordt de beslissing om nieuwe productie-eenheden te bouwen nu door elke producent afzonderlijk genomen. Daarenboven kunnen de producenten plannen maken voor de

56 Dit is een van de maatregelen van het 'plan Wathelet' die getroffen is door de vorige regering om de bevoorradingszekerheid in België te garanderen.

bouw van nieuwe eenheden zonder dat ze hun projecten lang op voorhand bekend moeten maken.

Voor de bouw van een nieuwe gasgestookte elektriciteitscentrale wordt typisch een termijn van 4 jaar voorzien. De netversterkingen die nodig zouden zijn om deze nieuwe eenheden aan te sluiten en ze in het transmissienet te integreren, kunnen mogelijk niet binnen deze termijnen worden uitgevoerd[57]. Deze situatie dwingt de transmissienetbeheerder ertoe om te anticiperen op de informatie over plannen voor nieuwe centrales, door hun aantal en hun lokalisatie zo goed mogelijk in te schatten, zie hoofdstuk 5.

Anderzijds is het niet uitgesloten dat producenten om technische en/of economische redenen bepaalde centrales sluiten en hun plannen hieromtrent bekendmaken binnen termijnen die niet verenigbaar zijn met de tijd die nodig is voor de aanleg van de nieuwe infrastructuur voor de transmissie van elektriciteit die noodzakelijk is om de betrouwbaarheid van het net als gevolg van deze sluitingen te behouden.

In deze onzekere context hebben de overheden de opdracht gekregen om een referentiekader op te stellen, de prospectieve studie elektriciteit, dat als richtlijn moet dienen voor de instanties die bevoegd zijn op het gebied van energie, en voor de spelers die in deze sector willen investeren.

De overheden hebben bovendien het recht om, indien nodig, openbare aanbestedingen uit te schrijven voor investeringen in productiecapaciteit, wegens redenen die verband houden met de bevoorradingszekerheid, de toegang tot energie voor iedereen, een rationeel beheer van de energiemiddelen en het beperken van hun impact op het milieu enz.

Betreffende de evolutie van de fossiele productiemiddelen beschikt de netbeheerder over een zeer beperkt zicht op de investeringsplannen en de buitendienststellingsplannen van de producenten. Voor de buitendienststelling van centrales geldt volgens het technisch reglement een aankondigingstermijn van slechts 15 maanden. Voor projecten van nieuwe centrales beschikt de netbeheerder over een lijst met projecten in voorbereiding. De ervaring tot op heden leert echter dat veel van deze projecten niet tot definitieve bouwbeslissingen leiden. Bovendien lopen de meeste van deze projecten belangrijke vertragingen op door de vergunningsproblematiek of door fusie- en overnamebewegingen.

In deze context houdt dit Ontwikkelingsplan rekening met de evolutie van de centrale productiemiddelen door:

- de identificatie van de toekomstige buitendienststellingen op basis van drie pijlers (de resterende levensduur van de productie-eenheden, formele en informele informatie van producenten);
- het uitwerken van scenario's met mogelijke verwezenlijkingen van nieuwe productie-eenheden op basis van fossiele brandstoffen in België.

Om een goed beeld te krijgen van de mogelijke verdere ontwikkeling van de centrale productie uit fossiele brandstoffen wordt in het Ontwikkelingsplan rekening gehouden met:

- informatie uit de jaarlijkse contracten die in het kader van de coördinatie van de inschakeling van productie-eenheden worden afgesloten;
- de gegevens (indienststellingsdatum en technische karakteristieken) van projecten die betrekking hebben op nieuwe productie-eenheden die zijn verzameld in het kader van de procedure van de Federale Overheidsdienst voor de toekenning van vergunningen voor nieuwe productie-eenheden voor elektriciteit, in het kader van de aansluitingsaanvragen voor nieuwe eenheden die ingediend worden bij de beheerder van het gasnetwerk en de transmissienetbeheerder voor elektriciteit, en via de uitwisseling van informatie met producenten of via de media;
- informatie over de buitendienststelling van bestaande productie-eenheden die is verzameld bij producenten en op basis van de evolutie van de Belgische en Europese wettelijke context.

Daarenboven is gebruik gemaakt van alle relevante informatie van distributeurs, rechtstreekse klanten en leveranciers om deze oefening te vervolledigen.

Huidige context

De grote opmars van hernieuwbare energie heeft tot gevolg dat de conventionele gaseenheden veel minder draaiuren op vollast hebben en bijgevolg dat de rendabiliteit van deze eenheden in het gedrang komt. Dit leidt reeds vandaag tot (aankondigingen van) sluitingen van verschillende gaseenheden.

Aan de andere kant hebben de hernieuwbare energiebronnen niet dezelfde eigenschappen als de conventionele gaseenheden. Door het intermitterend karakter is er een blijvende nood aan back-upcapaciteit.

Om in deze context, in combinatie met de geleidelijke nucleaire uitstap, de bevoorradingszekerheid van België te garanderen voor de toekomst, heeft de vorige regering verschillende maatregelen getroffen[58]:

- verlenging van Tihange 1;
- invoeren van strategische reserves;
- aanbesteding voor 800 MW aan nieuwe gasgestookte centrales[59];
- steun aan het versterken van de interconnecties (deze maatregel is van belang voor hoofdstuk 5).

57 In dit geval wordt er gekeken naar tussentijdse oplossingen zoals flexibele toegang.

58 Deze maatregelen zijn beter bekend als 'plan Wathelet'. Volgens het regeerakkoord (oktober 2014) zal de regering de opportuniteit van de instelling van een nieuw capaciteitsmechanisme onderzoeken om bestaande capaciteit te behouden en nieuwe te installeren. De regering zal de opportuniteit van de lopende offerteaanvraag voor de nieuwe gascentrales herbekijken en zal eveneens de strategische reserve evalueren om deze af te stemmen op het eventuele nieuwe capaciteitsmechanisme. De beslissing heeft mogelijk een impact op de hypothese voor het scenario EU 2020.

59 Hoewel de huidige regering nog geen beslissing genomen heeft aangaande de aanbesteding van 2 nieuwe gasgestookte centrales, is er in het Ontwikkelingsplan toch rekening gehouden met deze nieuwe eenheden tegen 2020; al dan niet onder de vorm van een aanbesteding.

Het invoeren van strategische reserves kan op korte termijn een oplossing bieden, terwijl de aanbesteding van 800 MW aan nieuwe gasgestookte eenheden en steun aan het versterken van de interconnecties op middellange en lange termijn belangrijk zijn.

Impact op de verschillende scenario's

In het kader van de strategische reserves voert Elia jaarlijks een probabilistische bevoorradingszekerheidsanalyse[60] uit die een inschatting maakt van de reductie van de geïnstalleerde productiecapaciteit voor de volgende jaren, gebaseerd op de nucleaire uitstap en de aangekondigde tijdelijke of definitieve sluiting van verschillende centrales. Volgens de schattingen zal tussen 2014 en 2017 de geïnstalleerde capaciteit dalen met 2800 MW (dit is meer dan 20%), waarvan meer dan 50% aan gaseenheden.

De analyse toont de noodzaak aan om te beschikken over een bepaald volume aan strategische reserves voor de komende winters om aan de 'adequacy criteria'[61] opgelegd in de wet te voldoen. De laatste analyse omvat cijfers tot en met de winter van 2017-2018.

In het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan is een gelijkaardige analyse herhaald voor 2020[62]. Hierbij worden twee nieuwe gasgestookte centrales in rekening genomen en worden dezelfde sluitingen als aangekondigd voor de winter 2017-2018 gehanteerd. Uit de analyse blijkt dat er een nood aan strategische reserves is om aan de bevoorradingszekerheidscriteria te voldoen. Inclusief deze strategische reserves komt het totaal aan bestaande gaseenheden in België op een 4000 MW[63] voor 2020, dit in de veronderstelling van de wettelijke nucleaire uitstap begin 2015.

Voor het bepalen van het aantal gaseenheden in de verschillende scenario's voor 2030 is een andere methodologie gehanteerd gezien de grotere onzekerheden op lange termijn.

De deterministische methode die binnen ENTSO-E is uitgewerkt, wordt hiervoor gebruikt. Figuur 4.11 verduidelijkt de deterministische methode die, op basis van de vergelijking tussen 'Remaining Capacity' (RC) en 'Adequacy Reference Margin' (ARM), bepaalt of het land al dan niet afhankelijk is van het buitenland om aan de vraag te voldoen op het geanalyseerde moment. De 'Remaining Capacity' is gelijk aan het geïnstalleerde vermogen van het productiepark waarvan de 'Non-Usable'-capaciteit wordt afgetrokken, net als de capaciteit aan thermische eenheden die niet beschikbaar zijn wegens onderhoud of een incident, de ondersteunende diensten en de belasting op het onderzochte ogenblik.

Tabel 4.2 geeft een overzicht van het geïnstalleerd vermogen van de beschouwde bestaande gaseenheden (inclusief de strategische reserves), het aantal nieuwe stoom- en gascentrales, het aantal nieuwe gasturbines en het beschouwde bevoorradingszekerheidscriteria voor het 2020-scenario en de verschillende 2030-scenario's.

Het bepalen van het aantal gaseenheden op basis van bevoorradingszekerheidscriteria is een andere aanpak dan deze gehanteerd in het Ontwikkelingsplan 2010-2020, waar vier verschillende varianten van een aantal nieuwe eenheden werden voorgesteld. De huidige aanpak levert meer extreme situaties voor de nood aan nieuwe gaseenheden, voornamelijk door de hypothese van het al dan niet autonoom[64] zijn.

Sensitiviteit voor het 2020-scenario

Voor het 2020-scenario is de nucleaire uitstap zoals wettelijk voorgeschreven begin 2015 aangenomen, in combinatie met twee nieuwe gasgestookte centrales. Gezien de onzekerheid van deze aannames zijn een aantal sensitiviteiten bekeken in het kader van het Ontwikkelingsplan.

Gezien de aanhoudende problemen van de reactoren van Doel 3 en Tihange 2 is een mogelijke onbeschikbaarheid van een bijkomende 2000 MW aan nucleaire capaciteit niet ondenkbaar. In dit geval kan de verlenging van de operationele werkingsduur van Doel 1 en Doel 2 (900 MW) deze onbeschikbare capaciteit reduceren tot 1100 MW.

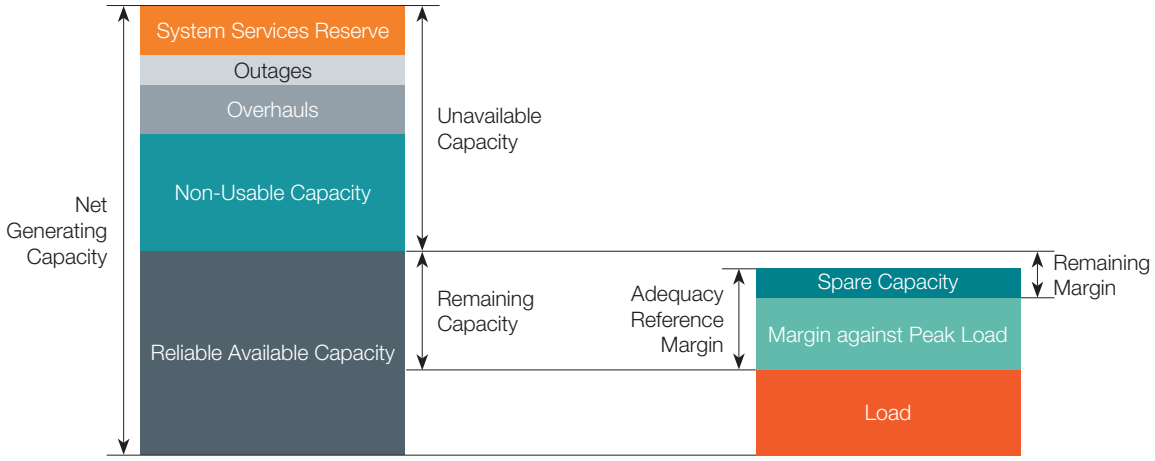
60 http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/Energiebevoorradingszekerheid/strategische_reserve_elektriciteit/#.U-D1HJ1CTIV

61 'Adequacy criteria': LOLE van 3 h voor gemiddelde omstandigheden en LOLE van 20 h voor extreme omstandigheden (P95).

62 De analyse voor 2020 is uitgevoerd op basis van de huidig beschikbare gegevens. Een meer gedetailleerde analyse zal uitgevoerd worden in het kader van de jaarlijkse berekeningen voor de bepaling van de nood aan strategische reserves.

63 De 4000 MW omvat geen warmtekrachtkoppeling op aardgas.

64 Autonoom in deze analyse betekent enkel autonoom in normale omstandigheden, niet voor extreme omstandigheden.



Figuur 4.11: Deterministische methode voor het analyseren van de bevoorradingszekerheid (bron: ENTSO-E SO&AF)

	2020	2030			
	EU	No progress	Slow progress	Green transition	Green revolution
Gas: bestaande eenheden	~4000 MW				
Gas: nieuwe STEG (460 MW)	#2	#9	#17	#17	#13
Gas: nieuwe GT (65 MW)	#0	#6	#6	#6	#6
Bevoorradingszekerheid	Niet autonoom		Autonoom		Niet autonoom

Tabel 4.2: Overzicht van het aantal beschouwde gaseenheden in de verschillende scenario's

In de huidige context (zoals hierboven geschetst) is het mogelijk dat er geen nieuwe gasgestookte centrales in dienst zullen komen tegen 2020. In dit geval is er een vermindering van 900 MW aan geïnstalleerde capaciteit in vergelijking met de hypothese voor het 2020-scenario. Aan de andere kant kunnen er ook meerdere nieuwe centrales in dienst komen (al dan niet mits bijkomende steunmaatregelen), hoewel dit minder waarschijnlijk is in de huidige context[65].

In het 'worst case'-geval waarbij Doel 3 en Tihange 2 niet beschikbaar zijn bovenop de wettelijk nucleaire uitstap (begin 2015) en waarbij geen nieuwe centrales in dienst komen, is er een tekort aan productiecapaciteit van ongeveer 3000 MW om aan de bevoorradingszekerheidscriteria te voldoen. Dit tekort kan opgevangen worden door enerzijds bijkomende investeringen om de interconnectiecapaciteit te verhogen en anderzijds door initiatieven om de piekvraag te beperken:

- tegen 2020 zijn verschillende projecten gepland die samen de importcapaciteit met 3000 MW zullen verhogen. Deze projecten en de nodige investeringen die hiermee gekoppeld zijn, worden beschreven in het volgende hoofdstuk, paragraaf 5.2.;
- figuur 4.7 in paragraaf 4.3.1. toont aan dat in een scenario met 18% energie-efficiëntie (PSE2) de piekvraag met 1000 MW gereduceerd kan worden.

65 In paragraaf 5.3 wordt een overzicht gegeven van de projecten met een detailstudie, voor een totaal van 3150 MW en de nodige investeringen die hiermee gepaard gaan.

Elia voorziet de nodige investeringen om de interconnectiecapaciteit te verhogen tegen 2020, onafhankelijk van de onzekerheden[66]. Het netto importsaldo op de piekmomenten moet op regelmatige basis herbekeken worden, dit zowel voor de beschikbaarheid van de energie op de markt in de buurlanden als de beschikbaarheid van het netwerk in België en in de buurlanden. Dit wordt verder besproken in hoofdstuk 5. Belangrijk in deze context is echter de grote afhankelijkheid van België van de buurlanden voor de bevoorradingszekerheid, waarbij verwacht wordt dat het marktrisico met betrekking tot de aankoopmogelijkheid van energie zal toenemen door sluitingen van centrales in de buurlanden[67].

GEEN PLAATS VOOR NIEUWE KOLEN

Zoals ook als hypothese wordt aangenomen in alle scenario's van de PSE2 (met uitzondering van het alternatief scenario Coal), is er geen plaats voor nieuwe koleneenheden in België. Deze hypothese steunt op de weigering van de milieuvergunning voor een nieuwe steenkoolcentrale om redenen die te maken hebben met de luchtkwaliteit.

Een nieuwe koleneenheid wordt anderzijds door de verschillende taksen en belastingen niet rendabel geacht in het huidige fiscale en economische klimaat in België.

Tegen 2020 is de laatste koleneenheid in België omgebouwd naar biomassa, zodat er voor zowel 2020 als 2030 geen aandeel aan koleneenheden is in de productiemix.

OPMARS VAN WARMTEKRACHTKOPPELING

De evolutie betreffende warmtekrachtkoppeling (WKK) op basis van hernieuwbare energiebronnen die in dit Ontwikkelingsplan is gedefinieerd (biomassa), wordt vervolledigd met een hypothese met betrekking tot het geïnstalleerd vermogen aan warmtekrachtkoppeling die niet-hernieuwbare energiebronnen (aardgas) gebruikt.

De aangroei van warmtekrachtkoppeling (aardgas) wordt ingeschat op basis van regionale vooruitzichten. Uit deze studies blijkt dat een groei van 900 MW tussen 2010 en 2020 mogelijk is. Dit brengt het totaal voor België in het 2020-scenario op 3235 MW. Er wordt verondersteld dat er geen verdere initiatieven worden genomen na 2020 die een verdere groei teweegbrengen. Het geïnstalleerd vermogen van 3235 MW wordt aangehouden voor alle 2030-scenario's.

ENERGIEOPSLAG

Door de bijkomende politiek na 2020 aangaande hernieuwbare energie is er nood aan extra back-upcapaciteit in de scenario's 'Green transition' en 'Green revolution'. In de nationale visie 'Green transition' wordt deze back-upcapaciteit voorzien door gaseenheden en energieopslag per land. In de Europese visie 'Green revolution' kan de back-upcapaciteit gereduceerd worden en wordt energieopslag centraal voorzien in Scandinavië, de Alpen en de Pyreneeën.

Voor België is een extra 600 MW energieopslag voorzien in het scenario 'Green transition'. Deze waarde is arbitrair gekozen, zonder een inschatting te willen maken van de behoefte of het potentieel of een geschikte locatie voor België[68]. Uit de marktresultaten blijkt dat het voorzien van extra energieopslag voornamelijk interessant is bij extra hernieuwbare energiebronnen in het systeem. De toename van hernieuwbare energie leidt tot een verhoogde nood aan flexibiliteit in het systeem, welke onder andere geleverd kan worden door bijkomende energieopslag.

4.3.4. Onzekerheid van prijzen

Voor de toekomst is er onzekerheid over de prijzen van primaire energiebronnen en CO_2. Door de impact van de prijzen op de meritorder, is ook deze onzeker voor de toekomst. In het kader van dit Ontwikkelingsplan worden twee varianten bekeken.

Voor de scenario's in lijn met de 'Energy Roadmap 2050' ('Green transition' en 'Green revolution') zal de CO_2-prijs danig moeten stijgen om gas voor kolen te brengen in de meritorder. Deze hypothese wil niet zeggen dat er geen plaats is voor nieuwe koleneenheden in het Europese systeem.

Voor de meer conservatieve scenario's 'No progress' en 'Slow progress' wordt de huidige meritorder aangehouden waarbij kolen voor gas komt. Deze hypothese wil niet zeggen dat er geen plaats is voor nieuwe gaseenheden in het Europese systeem.

Het scenario EU 2020 is in het TYNDP 2014 ook gedefinieerd als een gas-voor-kolenscenario. Gezien de korte termijn om deze verandering ten opzichte van vandaag (kolen voor gas) teweeg te brengen, is voor het Ontwikkelingsplan de sensitiviteit kolen voor gas bekeken. Uit de resultaten blijkt dat deze hypothese voor België een beperkte impact heeft zolang er nog een groot pakket aan nucleaire eenheden beschikbaar is.

66 De nood voor de projecten gepland voor 2020 is aangehaald in het Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020 en wordt bevestigd door het huidige Ontwikkelingsplan.

67 Elia kan er niet voor instaan dat deze hypothese in de praktijk gerealiseerd wordt, maar is een inschatting op basis van de laatste adequacyrapporten van de buurlanden.

68 Hieronder kan de bouw van een energie-atol voor energieopslag in het Belgische gedeelte van de Noordzee worden verstaan, de bouw van een bijkomende pompcentrale of (de combinatie van) kleinschalige decentrale opslagmogelijkheden.

De prijzen van de primaire energiebronnen en CO_2 die gehanteerd worden, zijn dezelfde als deze voor het TYNDP 2014. Het zijn niet zozeer de prijzen die een invloed hebben op nieuwe investeringen, maar de verschuiving in de meritorder die ze teweegbrengen.

Om een 'kole-voor-gas'-meritorder te bekomen, worden de brandstof- en CO_2-prijzen gebruikt van IEA World Energy Outlook 2011, Current Policies, jaar 2030. Om de meritorder om te keren, worden de brandstof- en CO_2-prijzen gebruikt van IEA World Energy Outlook 2011, 450-scenario, voor respectievelijk het jaar 2030 en 2035, zie tabel 4.3.

		2020	2030			
		EU	No progress	Slow progress	Green transition	Green revolution
Brandstofprijzen (€/Net GJ)	Nucleair	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
	Ligniet	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
	Kolen	2,8	3,48	3,48	2,21	2,21
	Gas	7,99	10,28	10,28	7,91	7,91
	Lichte olie	16,73	23,2	23,2	16,73	16,73
	Zware olie	9,88	13,7	13,7	9,88	9,88
	Olieschalie	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
CO_2-prijzen (€/ton)		93	31	31	93	93

Tabel 4.3: Overzicht brandstof- en CO_2-prijzen

4.3.5. Overzicht van inputparameters

De verschillende parameters waaruit de grootste verschillen tussen de scenario's voortvloeien, zijn besproken in de voorgaande paragrafen. Tabel 4.4 geeft een overzicht van de verschillende parameters voor de verschillende scenario's.

	2020	2030			
	EU	No progress	Slow progress	Green transition	Green revolution
Nucleair	5060 MW	0	0	0	0
Kolen	0	0	0	0	0
Gas: bestaande eenheden	~4 GW				
Gas: nieuwe STEG (460 MW)	# 2	# 9	# 17	# 17	# 13
Gas: nieuwe GT (65 MW)	# 0	# 6	# 6	# 6	# 6
HEB	EU 20/20/20-objectieven			Overstijgen 20/20/20-objectieven	In lijn met de '2050 Energy Roadmap'
Wind offshore	2,3 GW[69]			4 GW	
Bevoorradingszekerheid	Niet autonoom		Autonoom		Niet autonoom
Vraag	95 TWh	89 TWh	95 TWh	105 TWh	106 TWh
Meritorder	Gas voor kolen	Kolen voor gas		Gas voor kolen	

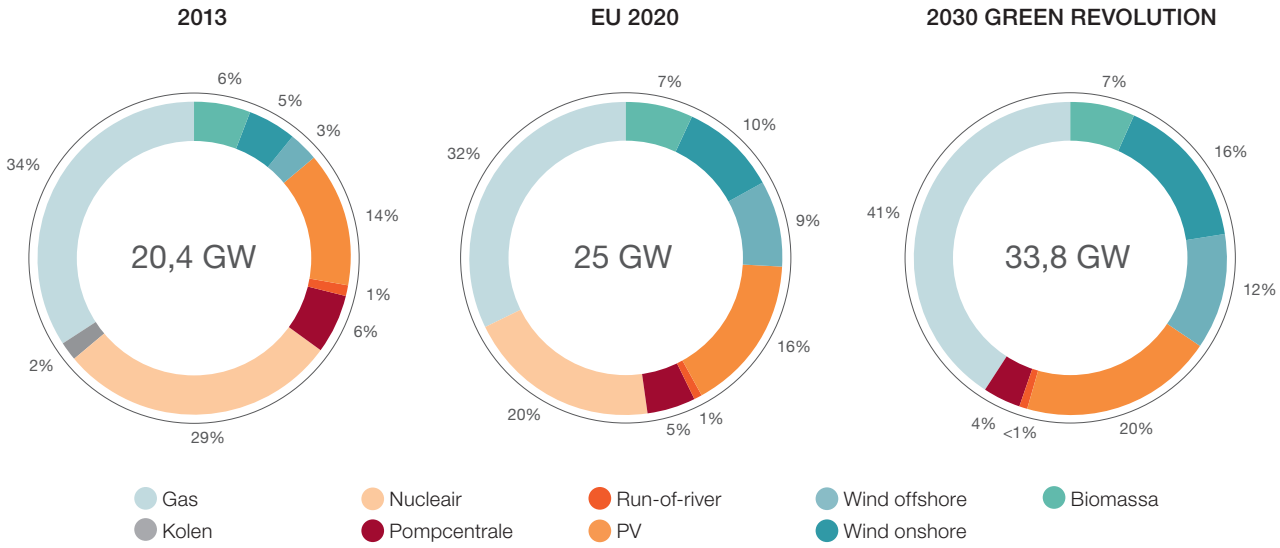
Tabel 4.4: Overzicht van parameters in de verschillende scenario's

69 Dit cijfer werd geactualiseerd ten opzichte van de waarden gebruikt in de TYNDP 2012 en TYNDP 2014 (2,2 GW).

De transitie van de energiesector heeft een belangrijke invloed op de samenstelling van het productiepark. Figuur 4.12 geeft een overzicht van de geïnstalleerde vermogens over de tijd van 2013 tot 2030:

- er is een grote groei in hernieuwbare energie van 5,8 GW in 2013, naar 10,7 GW in 2020, naar 18,7 GW in 2030 ('Green revolution');
- er is een stijging in het aandeel gaseenheden. De sprong tussen de 2020- en 2030-scenario's is te verklaren door de hypothese dat de gaseenheden het verlies aan nucleaire capaciteit opvangen;
- er is een totale stijging van het geïnstalleerd vermogen van de productiecapaciteit. Dit is te verklaren door het feit dat de hernieuwbare energiebronnen niet dezelfde eigenschappen hebben als gaseenheden. Door het intermitterend karakter is er een blijvende nood aan back-upcapaciteit van gaseenheden. Verder heeft ook het gehanteerde bevoorradingszekerheidscriterium (autonoom versus niet autonoom) een impact.

Figuur 4.13 geeft een overzicht van de geïnstalleerde vermogens van de verschillende productietypes voor de verschillende scenario's.



Figuur 4.12: Overzicht van productiecapaciteit in de tijd

Figuur 4.13: Ontwikkeling opgesteld productievermogen voor de verschillende scenario's

4.4. Opvallende trends uit marktsimulaties

In de vorige paragrafen zijn verschillende scenario's voor de toekomst toegelicht, met een focus op België. Binnen ENTSO-E zijn eveneens cijfers beschikbaar voor de omliggende landen. Als input voor de netstudies, die noodzakelijk zijn voor het bepalen van nieuwe investeringen in het netwerk, worden marktsimulaties uitgevoerd op basis van deze scenario's. Dit levert grote hoeveelheden detailinformatie, maar eveneens inzicht in toekomstige trends.

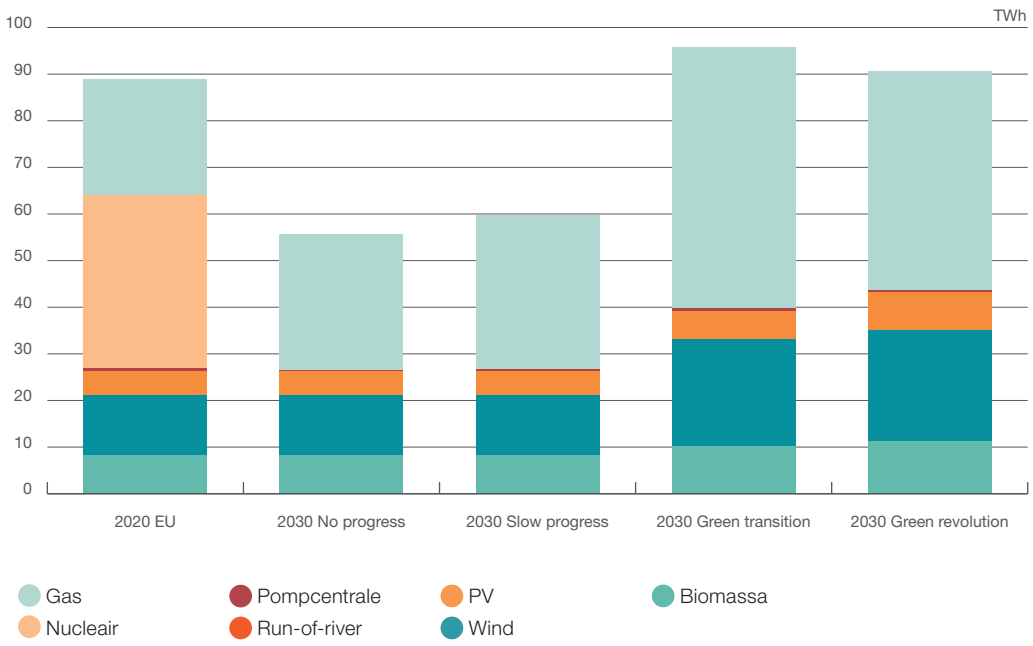
VERANDERINGEN IN DE ENERGIEMIX

Figuur 4.14 en 4.15 tonen dat afhankelijk van het geïnstalleerd vermogen en de meritorder, er enkele verschuivingen waar te nemen zijn:

- voor alle scenario's is België netto invoerder. In de kolen-voor-gasscenario's ('No progress' en 'Slow progress') wordt er echter meer geïmporteerd ten opzichte van de gas-voor-kolenscenario's aangezien er uitgegaan wordt van enkel nieuwe gaseenheden voor de toekomst;
- de geproduceerde energie door HEB stijgt in de toekomst van 25 TWh in 2020 naar 44 TWh in het 2030 'Green revolution'-scenario;
- de uitstap van nucleaire energie wordt voor België voornamelijk opgevangen door extra import in een kolen-voor-gasscenario en door extra draaiuren voor de gaseenheden in een gas-voor-kolenscenario;
- voor het 2020-scenario (omwille van het aandeel nucleair) en de kolen-voor-gasscenario's 2030 is het aantal draaiuren op vollast voor de STEG eenheden zeer laag (~2700 h). In de gas-voor-kolenscenario's 2030 loopt dit op tot ~5000 h.

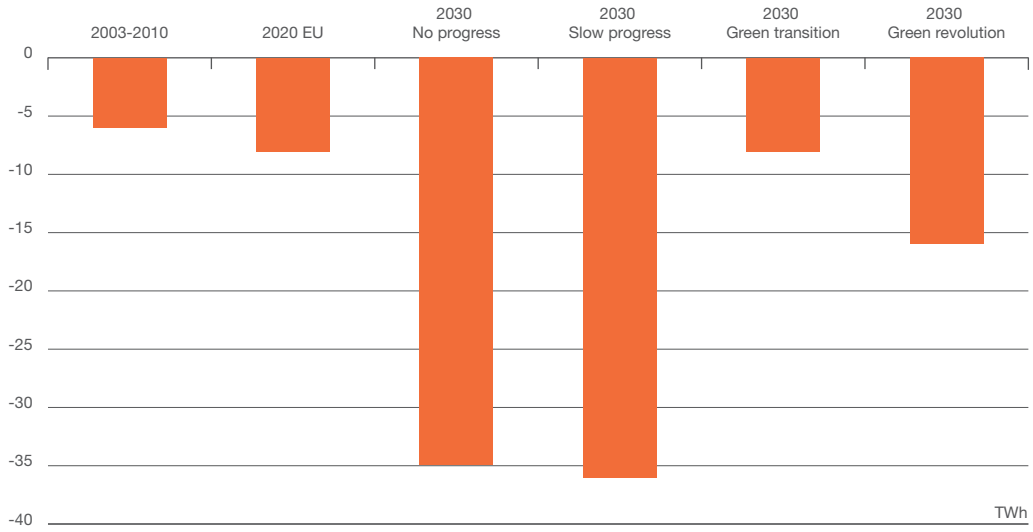
Belangrijk om op te merken, is dat in de marktsimulaties uitgegaan wordt van een perfecte markt. Dit maakt dat de cijfers eerder de richting aantonen dan de werkelijk te verwachten import.

ENERGIEMIX



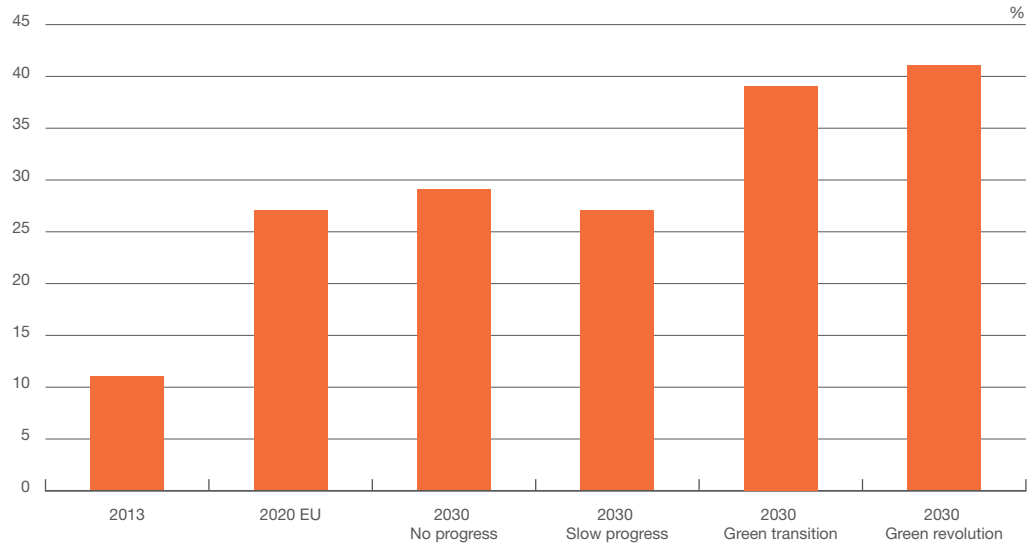
Figuur 4.14: Evolutie van de energiemix

NETTO IMPORTBALANS VOOR BELGIË



Figuur 4.15: Evolutie van de balans voor België[70]

BIJDRAGE HEB IN DE ELEKTRICITEITSVRAAG



Figuur 4.16: Bijdrage van HEB in de nationale elektriciteitsvraag

Figuur 4.16 toont de bijdrage van de hernieuwbare energiebronnen in de nationale elektriciteitsvraag. Voor de scenario's waarbij de EU 20/20/20-doelstellingen bereikt worden ('EU 2020', 'No progress' en 'Slow progress') wordt tussen de 27% en 29% van de elektriciteitsvraag afgedekt door hernieuwbare energiebronnen[71] in 2030.

Voor het scenario 'Green transition', dat verder gaat dan de EU 20/20/20-doelstellingen, loopt dit cijfer op tot 39%. Voor het scenario 'Green revolution', dat in lijn is met de 2050-doelstellingen, loopt dit cijfer op tot 41% in 2030.

70 In de PSE2 wordt een niveau van netto invoer dat over de gehele projectieperiode constant blijft, verondersteld. Het niveau is gelijk aan het rekenkundig gemiddelde van de waargenomen niveaus tijdens de periode 2003-2010, namelijk 5,8 TWh.

71 Volgens het Klimaat- en Energiepakket moet België tegen 2020 13% energie uit hernieuwbare energiebronnen halen. Dit vertaalt zich in een aandeel (de doelstelling wordt enkel op niveau van totale HEB gedefinieerd, met bijkomende doelstelling voor HEB in transport) van 20,9% hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie.

4.5. Uitdagingen voor de toekomst

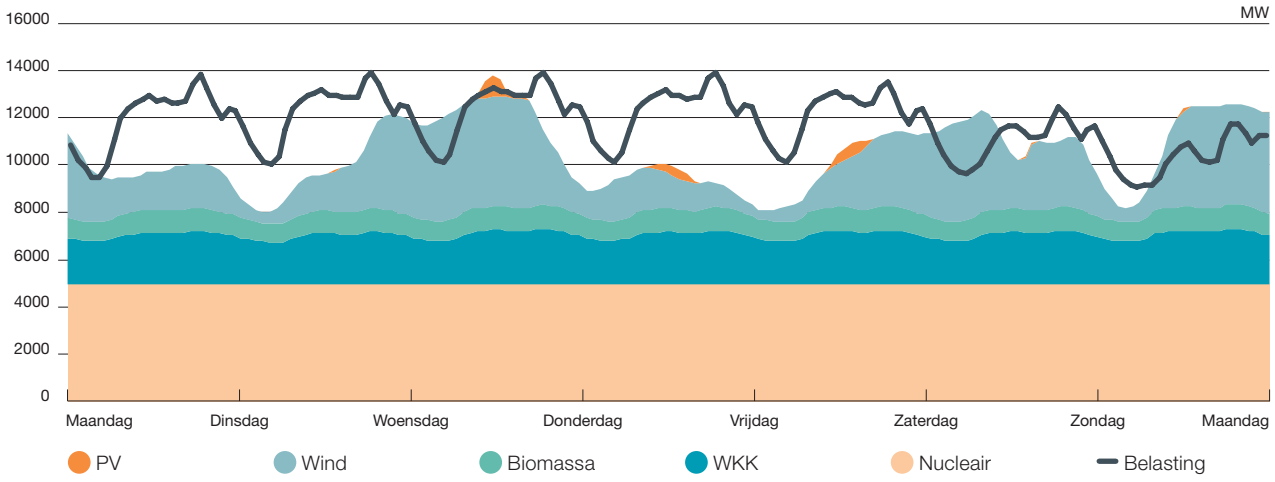
De transitie in het productiepark voor België brengt een aantal nieuwe uitdagingen met zich mee, meer bepaald op het vlak van flexibiliteit en bevoorradingszekerheid.

NOOD AAN EXTRA FLEXIBILITEIT

Er is een duidelijke nood aan meer flexibiliteit in het elektrische systeem voor de toekomst. Verschillende studies halen dit probleem aan, maar er is nood aan duidelijke actiepunten en een snelle implementatie hiervan. Figuur 4.17 en 4.18 tonen voor een week in respectievelijk de winter en de zomer, dat het probleem reeds concreet wordt voor 2020 (scenario 2020).

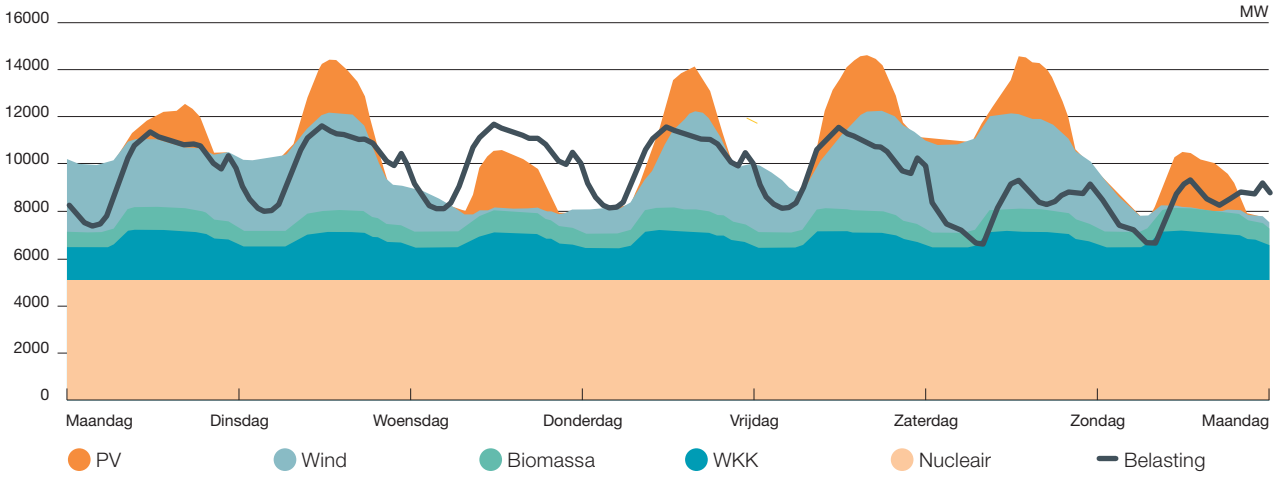
In de winter zijn er momenten waarbij de productie van de nucleaire eenheden en de eenheden met 'must-run'-karakter[72] de vraag overschrijden (2,4 GW in de figuur), zodat export of curtailment nodig zijn. Aan de andere kant zijn er momenten waarbij de productie van de eenheden met een 'must-run'-karakter beperkt zijn, zodat import of de productie van de gaseenheden noodzakelijk is (4,7 GW in de figuur, wat gelijk is aan het geïnstalleerd vermogen van gaseenheden in België voor 2020). De moeilijkheid is dat deze twee extreme momenten elkaar zeer snel kunnen opvolgen, wat de nodige flexibiliteit van de gaseen-

SCENARIO EU 2020: NOOD AAN FLEXIBILITEIT TIJDENS DE WINTER



Figuur 4.17: Nood aan flexibiliteit in de winter - 2020

SCENARIO EU 2020: NOOD AAN FLEXIBILITEIT TIJDENS DE ZOMER



Figuur 4.18: Nood aan flexibiliteit in de zomer - 2020

72 Dit omvat de hernieuwbare energiebronnen en de warmtekrachtkoppeling op aardgas.

heden vergt. Over de ganse week gezien, is er slechts 10% nood aan productie van fossiele eenheden of import. Dit maakt dat het aantal draaiuren op vollast zeer laag is voor de gaseenheden.

Uit de zomerfiguur wordt duidelijk dat indien de volledige nucleaire capaciteit beschikbaar is (geen onderhoud), er een grote noodzaak is aan export of curtailment (6 GW in de figuur, wat hoger is dan de huidige simultane exportcapaciteit). Er zijn zelfs momenten waarbij dit noodzakelijk is zonder de nucleaire capaciteit. In de zomer ligt de focus van het flexibiliteitsprobleem eerder bij de nucleaire eenheden en eenheden met 'must-run'-karakter. Over de ganse week gezien, is er reeds meer dan 100% productie van nucleaire en 'must-run'-eenheden. Dit maakt dat het aantal draaiuren op vollast nog lager zal zijn in de zomer voor de gaseenheden.

Voor de 2030-scenario's is er enerzijds de uitstap van nucleaire energie gepland, maar langs de andere kant is er een toename in het aandeel hernieuwbare energiebronnen. Dit maakt dat de nood aan flexibiliteit in het systeem blijft toenemen, maar dat de situatie van de draaiuren op vollast van de gaseenheden kan verbeteren (zeker in een gas-voor-kolenscenario).

BEVOORRADINGSZEKERHEIDSUITDAGING

De toenemende productie van hernieuwbare energiebronnen heeft als gevolg dat de traditionele gascentrales minder draaiuren op vollast hebben (zie paragraaf 4.4.) en dat hun rentabiliteit in het gedrang komt. Dit, en ook een veroudering van het bestaande productiepark, leidt vandaag tot de effectieve sluiting van verschillende gascentrales alsook tot de aankondiging van nieuwe sluitingen (definitief of tijdelijk) voor de toekomst. Deze evolutie in combinatie met de nucleaire uitstap brengt een grote uitdaging mee op het gebied van bevoorradingszekerheid.

Gelet op de verschillende sluitingen van conventionele productiecentrales werden maatregelen getroffen door de regering om de bevoorradingszekerheid in België te kunnen garanderen ('plan Wathelet'). Hieronder valt als maatregel op korte termijn de ontwikkeling van strategische reserves en als maatregel op langere termijn een aanbesteding voor 800 MW nieuwe gasgestookte elektriciteitscentrales en de steun aan het versterken van de interconnecties.

Elia heeft in het kader van de strategische reserves een probabilistische adequacyanalyse uitgevoerd. Deze analyse, toont de noodzaak aan om te beschikken over een significant volume[73] strategische reserves voor de komende winters om aan de LOLE-criteria van 3 h in normale omstandigheden en 20 h in extreme omstandigheden te voldoen.

Voor het garanderen van de bevoorradingszekerheid op langere termijn is het belangrijk om bijkomende maatregelen te voorzien:

- voor het 2020-scenario is de bevoorradingszekerheid gegarandeerd door de aanbesteding van 800 MW nieuwe gasgestookte centrales en het behoud van een groot aantal eenheden in de strategische reserves. Extra maatregelen zijn nodig bij een volgende stap van de nucleaire uitstap in 2022, 2023 en 2025;
- volgens tabel 4.4 is er nood aan 9 tot 17 nieuwe gaseenheden voor de 2030-scenario's om de bevoorradingszekerheid te garanderen volgens de deterministische methode. Een belangrijke factor in dit aantal is de politieke keuze van het al dan niet autonoom zijn;
- door de voorziene investeringen zal de simultane importcapaciteit van het Belgische net toenemen (zie hoofdstuk 5). Vanuit het perspectief van de bevoorradingszekerheid kan echter niet gegarandeerd worden dat de overeenkomstige energie beschikbaar is in het buitenland, noch dat de resulterende internationale energiestromen (meer en meer gekenmerkt door sterke noord-zuidfluxen op momenten van de winterpiek) geen congesties veroorzaken in het CWE-net. Dit maakt de keuze van de graad van afhankelijkheid van de buurlanden nog belangrijker;
- voor de analyse wordt een inschatting gemaakt voor de hypotheses in de omliggende landen op basis van beschikbare documenten (SO&AF, nationale adequacyrapporten, regionale adequacystudie in het kader van het Pentalateral Energy Forum, bilaterale contacten). Elia kan er uiteraard niet voor instaan dat deze hypothese in de praktijk gerealiseerd wordt. Het is mogelijk dat de veronderstelde energie op basis van de hypotheses in realiteit niet steeds beschikbaar is op de markten in de buurlanden. Dit behoort tot de exclusieve verantwoordelijkheid van de marktpartijen.

Hoewel de elektriciteitsmarkt een Europees gegeven is en de Europese netbeheerders grensoverschrijdende coördinatieorganen opgezet hebben om het evenwicht op de Europese netten te bewaken, blijft Elia afhankelijk van het nationale productiepark dat evolueert maar zonder Europese coördinatie. De lidstaten hebben nog steeds de volledige autonomie om hun eigen energiemix te bepalen en te voorzien in hun eigen bevoorradingszekerheid. Deze paradox moet zo spoedig mogelijk opgelost worden. De uitdaging bestaat erin om een Europese bevoorradingszekerheid te waarborgen waarbij de maatregelen van de verschillende lidstaten op elkaar afgestemd worden en zo weinig mogelijk invloed hebben op de werking van de Europese markt.

73 Het buiten dienst stellen van de nucleaire centrales Doel 3 en Tihange 2 wegens technische bezorgdheden heeft een grote impact op de volumebepaling van de strategische reserves.

Er is nood aan een duidelijke langetermijnvisie die haar uitvoering vindt in een onderbouwd reglementair kader, de bepaling en prioritering van de nodige middelen en de ondersteuning van de overheid op alle niveaus.

Verschillende stakeholders, waaronder Elia, hebben de Belgische politieke overheden opgeroepen tot een bindend Energiepact. Een dergelijk Energiepact moet de fundamenten leggen voor een coherent en integraal energiebeleid op korte, middellange en lange termijn[74].

74 http://energypact.be/

5

Ontwikkeling van de interconnecties en de backbone van het interne net

5.1 | Sleutelrol in de transitie van de energiemix
5.2 | De ontwikkeling van interconnecties
5.3 | De ontwikkeling van de backbone van het interne net
5.4 | Aansluiting en integratie tot 2,3 GW offshore wind
5.5 | Centrale energieopslag en ontwikkeling van het net
5.6 | Langetermijnpotentieel van de energietransitie
5.7 | Overzichtskaart projecten

In dit hoofdstuk wordt de evolutie van de backbone, zijnde het geïnterconnecteerde 380 kV transportnet, toegelicht. Deze evolutie beantwoordt aan de uitdagingen die de transitie van de energiemix met zich meebrengt, en die kenmerkend zijn voor de huidige tendensen alsook het (middel)langetermijnperspectief.

Het gecoördineerde beheer binnen ENTSO-E van de ontwikkeling van de Europese backbone (uitwisselen van gegevens, gemeenschappelijk gebruik van methodes, bespreken van onderzoeksresultaten, etc.) is essentieel voor een optimale en geïntegreerde ontwikkeling van de Belgische backbone.

Dit wordt geïllustreerd door het feit dat het merendeel van de hier voorgestelde projecten en verder te bestuderen pistes voor langetermijnontwikkeling deel uitmaken van het Europese netontwikkelingsplan, het TYNDP. Een aantal specifieke projecten – o.a. de NEMO-interconnector naar het Verenigd Koninkrijk en de ALEGrO-interconnector naar Duitsland – zijn hierbij zelfs expliciet erkend als 'projecten van gemeenschappelijk belang' (PCI) door de Europese Commissie[75].

Uiteraard maakt een verdere monitoring van de onderliggende hypothesen ter verantwoording van elk project deel uit van diens ontwikkelingsfase, en kan aldus potentieel aanleiding geven tot bijsturing en optimalisatie.

5.1. Sleutelrol in de transitie van de energiemix

Om de bevoorradingszekerheid te garanderen, hernieuwbare energie te integreren en de interne energiemarkt verder tot stand te brengen, is de ontwikkeling van de Europese én Belgische backbone van essentieel belang.

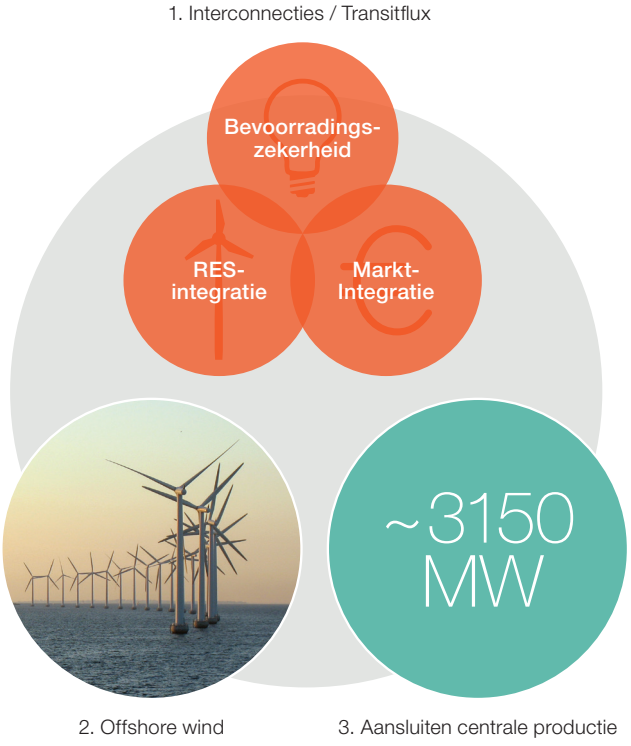
Het Belgische transmissienet wordt beïnvloed door en speelt een belangrijke rol in het faciliteren van de transitie van de energiemix in België én de andere landen rondom de Noordzee.

Kenmerkend voor deze energietransitie in België is de buitendienststelling van productie-eenheden, voor technische of economische redenen, of door het toepassen van de nucleaire uitstap.

Gezien ook de buurlanden geconfronteerd worden met aangekondigde sluitingen van centrales, is het van primordiaal belang om over een voldoende groot en betrouwbaar nationaal productiepark te kunnen beschikken als fundament voor de bevoorradingszekerheid van België.

Bijgevolg dient de ontwikkeling van interconnecties, een belangrijke bouwsteen voor een goed werkende elektriciteitsmarkt, eerder als complement dan als substituut van nationaal verankerde productiecapaciteit beschouwd te worden. Hierbij hebben beide nood aan een adequaat transmissienet om de beschikbare energie te integreren in het systeem en te transporteren naar de onderliggende netten tot bij de eindgebruiker.

Tot slot is de positie van hernieuwbare energie als drijvende kracht in de transitie van de energiemix onmiskenbaar. Om de nationale doelstelling van 13% hernieuwbare energie tegen 2020 te behalen, is de realisatie van de projecten ter aansluiting en integratie tot 2,3 GW aan geplande offshore windenergie een noodzakelijke voorwaarde.



Figuur 5.1: Sleutelrol van de backbone

75 Informatie betreffende PCI, inclusief het overzicht van de projecten, is terug te vinden op: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest

5.2. De ontwikkeling van interconnecties

5.2.1. Een ambitieuze doch strategisch verantwoorde aanpak

Sinds de liberalisering van de energiemarkt heeft Elia, in samenspraak met de transmissienetbeheerders van de buurlanden, de infrastructuur versterkt aan de noord- en zuidgrens. Zo werden er extra verbindingen tussen België en Frankrijk gerealiseerd, en werden dwarsregeltransformatoren geïnstalleerd om het hoofd te bieden aan de impact van transitfluxen en maximaal capaciteit ter beschikking te stellen aan de markt.

Daarnaast werkt Elia sinds verschillende jaren samen met het bedrijf Ampacimon aan de oppuntstelling van een technologie die toelaat om het energietransport door hoogspanningslijnen te verhogen in functie van de temperatuur, de windsnelheid en de windrichting. Elia is de eerste transmissienetbeheerder die deze technologie op de internationale verbindingen inzet. Deze beslissing werd al genomen in het voorjaar van 2014 bij de aankondiging van de mogelijke onbeschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2.

Het gebruik van deze innovatieve technologie kan op sommige verbindingen het toelaatbaar vermogen in 'real time' verhogen tot 30% in functie van temperatuur en wind. Het is in de eerste plaats voor eventuele aankopen van noodstroom in 'real time' dat Elia verwacht deze capaciteitsverhoging te kunnen gebruiken. Dit op voorwaarde dat de marktpartijen effectief de mogelijkheid hebben om energie aan te kopen in de buurlanden, en steeds rekening houdend met het feit dat de transportcapaciteit op een grensverbinding niet alleen afhangt van het nationaal Elia-net, maar ook van de netten in de buurlanden.

Gebruik makende van de forecastingmogelijkheden die deze technologie biedt, werkt Elia aan de integratie ervan in de processen die de 'intraday'- en 'day-ahead'-marktwerking omkaderen. Dit in overleg met de transmissienetbeheerders van de buurlanden en met Coreso.

Een verdere uitrol van deze technologie kan eveneens een valabele oplossing blijken om relatief snel te kunnen inspelen op toekomstige evoluties. Daartoe monitort Elia de betrokken parameters, zoals de evolutie van de transitflux, en het structureel karakter van de daaruit voortvloeiende versterkingsnoden. Hierbij is het belangrijk te onderstrepen dat dit slechts uitzonderlijk aanleiding zal geven tot een constante of een op lange termijn voorspelbare verhoging van de capaciteiten of zelf het herzien van netinvesteringen. De winsten zijn immers gebonden aan weersomstandigheden waarvan de langetermijnvoorspelbaarheid – op enkele cyclische fenomenen na – zelf zeer beperkt is.

Dankzij dit beleid wordt de bestaande infrastructuur optimaal benut en heeft Elia een van de meest geïnterconnecteerde netten van Europa. Desondanks blijft de verdere ontwikkeling van interconnecties van essentieel belang om tegemoet te komen aan de energie-uitdagingen van vandaag en morgen:

- de **bevoorradingszekerheid** handhaven (zowel nationaal als lokaal) in een context van een nucleaire uitstap en onzekerheid over de evolutie van de centrale productiemiddelen;
- het energiebeleid met de integratie van **hernieuwbare energiebronnen** ondersteunen én tegelijk het **evenwicht** tussen vraag en aanbod bewaken;
- een **adequate marktwerking** faciliteren, rekening houdend met de huidige tendensen alsook met de perspectieven die de energietransitie met zich meebrengt.

De onvoorziene stillegging van nucleaire centrales heeft aangetoond dat de bevoorradingszekerheid van België vandaag al (deels) afhangt van de import uit het buitenland, met een daling van de prijsconvergentie binnen de Centraal West-Europese (CWE) zone tot gevolg. Deze was in 2013 en 2014 opmerkelijk lager dan de voorgaande jaren, met prijzen die gedurende respectievelijk ongeveer 15% en 19% van de tijd gelijk waren tussen de vier gekoppelde 'day-ahead'-markten van de CWE-zone, gedurende respectievelijk ongeveer 72% en 47% van de tijd gelijk waren tussen België en Frankrijk, en gedurende respectievelijk ongeveer 59% en 78% van de tijd gelijk waren tussen België en Nederland[76].

Daarnaast stromen er onvermijdelijk transitfluxen doorheen het Belgische net, omdat elektriciteit nu eenmaal de weg van de minste weerstand volgt en de Belgische backbone een onderdeel is van het Europese geheel. Deze transitfluxen werden de voorbije jaren gekenmerkt door een toenemende noord-zuid-oriëntatie ten gevolge van de ontwikkeling van hernieuwbare energie in Duitsland[77]. Deze huidige tendens is kenmerkend voor de te verwachten impact van de verdere energietransitie. Zo zullen de transitfluxen verder toenemen in amplitude en variabiliteit naarmate de marktcapaciteiten binnen de CWE-regio vergroten, en naarmate er meer hernieuwbare energie in het systeem wordt geïntegreerd.

Op middellange termijn genereert de transitie van de energiemix in België en de ons omringende landen ook bijkomende marktuitwisselingsopportuniteiten. Deze situatie is in het bijzonder van toepassing op de grote markten die ons omringen:

- Frankrijk zal energie aan de markt kunnen aanbieden bestaande uit een combinatie van nucleaire, hydro- en hernieuwbare energie;
- Duitsland voorziet een van de grootste penetraties in hernieuwbare energie van alle Europese landen tegen 2020.

76 Bron: Jaarverslag Elia 2013, pag. 39 (http://www.elia.be/~/media/files/Elia/publications-2/annual-report/Jaarverslag_2013.pdf); Jaarverslag Elia 2014, pag. 48 (http://www.elia.be/~/media/files/Elia/publications-2/annual-report/jaarverslag-2014.pdf)

77 Bron: Coreso Operational Review 2013, pag. 15 (http://www.coreso.eu/coreso-operational-review-2013/)

De mogelijkheden om energie te importeren vanuit deze landen zullen frequent voorkomen, gelinkt aan momenten van productieoverschot bij gunstige meteorologische condities (wind en zon) in combinatie met een lage vraag naar energie.

Dit resulteert in een Ontwikkelingsplan dat zowel het versterken van de bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk, alsook het ontwikkelen van nieuwe interconnecties met het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en Luxemburg als uitgangspunt heeft.

Interconnectie	Beoogde capaciteits-toename[78]	Omschrijving	Planning	Status
Noordgrens	Optimalisatie	Interimsituatie Zandvliet: Twee PST's te Zandvliet in serieconfiguratie	Winter '15-'16	Realisatie
	~ 1000 MW	BRABO fase 1: De tweede dwarsregeltransformator (PST) te Zandvliet (4e in totaal op de noordgrens) in parallelconfiguratie, gecombineerd met tweede 380 kV verbinding Doel – Zandvliet inclusief 380/150 kV transformator te Doel en aanpassingen in 150 kV net	2016	Realisatie
		BRABO fase 2: Nieuwe 380 kV verbinding met twee draadstellen Zandvliet – Lillo – Mercator Fase 2 omvat het gedeelte Zandvliet – Lillo – Liefkenshoek, inclusief het oprichten van een 380 kV station met 380/150 kV transformator te Lillo en het ondergronds brengen van de bestaande 150 kV verbinding Zandvliet – Oorderen – Lillo	2020	Ontwikkeling
		BRABO fase 3: Nieuwe 380 kV verbinding met twee draadstellen Zandvliet – Lillo – Mercator Fase 3 omvat het gedeelte Liefkenshoek – Mercator, inclusief aanpassingen aan het onderliggende 150 kV net	2023 of sneller (ten vroegste 2020) indien alle 4 nucleaire eenheden te Doel aanwezig	Ontwikkeling
	In studie	Complementaire versterking De referentiepiste omvat het upgraden van de bestaande grensverbindingen middels het installeren van hoogperformantiegeleiders (HTLS) in combinatie met bijkomende PST's	In studie	Studie
Zuidgrens	~ 1000 MW	Avelin – Horta Upgrade van de verbinding tussen Avelin/ Mastaing (FR) en Avelgem (BE) en vervolgens naar Horta middels het installeren van hoogperformantiegeleiders (HTLS)	2022	Ontwikkeling
	In studiee	Complementaire versterking van de as Aubange – Moulaine Verschillende opties worden bestudeerd, o.a. · Installatie van twee 220 kV PST's · Upgrade van de verbinding naar 380 kV	In studie	Studie
België – Verenigd Koninkrijk	~ 1000 MW	NEMO 1 GW HVDC-link tussen Gezelle (BE) en Richborough (UK)	2019	Realisatie
België – Duitsland	~ 1000 MW	ALEGrO 1 GW HVDC-link tussen Lixhe (BE) en Oberzier (DE)	2020	Ontwikkeling
België – Luxemburg	~ 300-400 MW[79]	Fase 1 220 kV PST te Schifflange (LUX) door CREOS	Eind 2015	Realisatie
	~ 700 MW	Fase 2: Bijkomend twee kabels 220 kV (+ eventueel PST's) tussen Aubange en Bascharage	2022	Studie

Tabel 5.1: Overzichtstabel interconnectieprojecten

78 De capaciteitstoenames worden in grootte-orde gegeven. Een verdere precisering en opdeling in de verschillende tijdshorizonten (jaar, maand, dag, intraday) zal gebeuren in functie van toekomstige operationele procedures.

79 De waarde van 300-400 MW vertegenwoordigt het potentieel dat op termijn kan bereikt worden, rekening houdend met de nodige interne versterkingen die tegen 2017 door CREOS worden uitgevoerd in het Luxemburgse net.

5.2.2. Overzicht projecten

Tabel 5.1 vat de projecten samen die kaderen in de ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit.

De portfolio is het resultaat van samenwerking met de betrokken transmissienetbeheerders van de buurlanden. Via bilaterale en ENTSO-E gecoördineerde studies worden immers de noden en mogelijke oplossingen in kaart gebracht én geanalyseerd vanuit een technisch-economische invalshoek.

De technisch-economische analyse gebeurt op basis van de in ENTSO-E vastgelegde 'Cost-Benefit Analysis (CBA)'[80] methode, en evalueert de marktuitwisselingsopportuniteiten (optimalisatie energiemix, integratie hernieuwbare bronnen op CWE-schaal, etc.) die door deze projecten geboden worden.

De hieruit resulterende jaarlijkse toename aan Europese welfare, zoals die in het kader van de TYNDP 2012 (voor het scenario EU 2020) en de TYNDP 2014 (voor de 2030-scenario's V1, V3 en V4) werd berekend, wordt ter informatie getoond in tabel 5.2. De weergegeven cijfers reflecteren het gebruik van meerdere marktsimulatoren, inclusief interne berekeningen van Elia, en stellen het resultaat bijgevolg voor als een range. Voor het 2030-scenario V0 'No progress', dat Elia aan dit Ontwikkelingplan als bijkomend scenario heeft toegevoegd, worden de cijfers van interne berekeningen getoond.

De verschillende geplande interconnecties zullen de importmogelijkheden vanuit de buurlanden aanzienlijk doen toenemen. Hierbij biedt het geheel der projecten binnen het kader van de voorgestelde scenario's toegang tot de economisch meest voordelige energie via het mechanisme van marktkoppeling. Met als resultaat dat het voordeel voor de gemeenschap groter is dan de globale investeringskost, zodoende worden de conclusies van het Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020 bevestigd.

Er dient wel te worden gewezen op het feit dat de ex ante simultane importcapaciteit niet gelijkgesteld mag worden aan de som van de geïdentificeerde individuele capaciteiten per grens. Dit wordt verder toegelicht in 5.3.9.

5.2.3. Noordgrens

De versterking van de noordgrens omvat concrete maatregelen inzake de optimalisatie van de importmogelijkheden op korte termijn, de ontwikkeling en gefaseerde uitvoering van het BRABO-project alsook studies om verdere versterkingen te evalueren.

MAATREGELEN GENOMEN TER VOORBEREIDING WINTER '14-'15 EN '15-'16

Om in te spelen op de huidige context van de bevoorradingszekerheid, werden naar aanloop van de winter '14-'15 Ampacimon-modules geïnstalleerd op de volgende bestaande verbindingen:

- de verbinding van Maasbracht naar Van Eyck;
- de verbinding van Van Eyck naar Herderen;
- de verbinding van Van Eyck naar Meerhout;
- de verbinding van Zandvliet naar Doel.

Teneinde de importmogelijkheden tijdens de winter '15-'16 te optimaliseren, heeft Elia beslist om de bijkomende dwarsregeltransformator te Zandvliet in serie uit te baten met de reeds bestaande dwarsregeltransformator. In tegenstelling tot BRABO fase 1 houdt deze interimconfiguratie geen structurele verhoging in van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens, maar biedt ze wel het voordeel om potentiële overbelastingen in uitzonderlijke wintersituaties met sterke export uit Nederland richting België en Frankrijk adequater te beheren. Dit door de transitstromen 'weg te duwen' naar het oosten, deels door de post Van Eyck en deels via Duitsland. Zo kan er netto meer geïmporteerd worden over de noord- en zuidgrens samen.

BRABO-PROJECT

Elia en TenneT, de Nederlandse transmissienetbeheerder, hebben de investeringsopties zoals voorgesteld in het Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020 vorm gegeven in een gemeenschappelijke visie op de ontwikkeling van de infrastructuur tussen beide landen. In deze visie wordt de nood om de noordgrens te versterken gekenmerkt door een congruentie van factoren.

80 Zie https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx.

Interconnectie	Jaarlijkse toename aan Europese welfare in M€ - TYNDP				
	EU 2020	2030 – V0	2030 – V1	2030 – V3	2030 – V4
Noordgrens BRABO	18-22	20	0-30	20-40	30-60
Zuidgrens Avelin-Horta HTLS	30-100	40	5-15	10-20	20-60
NEMO	> 100	70	32-74	200-280	240-280
ALEGrO	30-100	25	5-15	35-45	45-75
België-Luxemburg Fase 1 + Fase 2	< 30	5	0-10	20-30	30-50

Tabel 5.2: Overzichtstabel jaarlijkse toename aan Europese welfare van de interconnectieprojecten

Eerst en vooral zijn er de toenemende en meer volatiele elektriciteitsstromen als gevolg van de evolutie van het Europese productiepark, in bijzonder een sterke concentratie van productie-eenheden voor windenergie in het noorden van Duitsland. Bij gunstige meteorologische condities zal Duitsland het overschot aan windenergie exporteren, o.a. doorheen Nederland en naar en door België. Hierdoor komt de noordgrens, zeker in de winterperiode waar de energie grotendeels uit het noorden komt, meer onder druk te staan. Het versterken van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens vermindert de kans dat de noordgrens een beperkende factor is voor marktuitwisselingen in de CWE-zone.

Dergelijke versterking is bovendien een noodzakelijke voorwaarde om de simultane importcapaciteit te kunnen verhogen[81].

Tot slot dient rekening te worden gehouden met het stijgend industrieel verbruik rond de haven van Antwerpen, waarbij synergieën mogelijk zijn met het creëren van onthaalcapaciteit voor de mogelijke aansluiting van nieuwe centrale productie-eenheden op de Antwerpse noord-zuidas.

Het resultaat is een referentiescenario waarbij de noordgrens wordt versterkt in verschillende fasen onder de noemer van het project 'BRABO'.

BRABO fase 1: PST 4 inclusief tweede 380 kV verbinding Doel – Zandvliet

Er zal aldus een bijkomende dwarsregeltransformator (PST) geplaatst worden te Zandvliet, die het totaal aantal dwarsregeltransformatoren op de verbindingen met Nederland op vier brengt (twee in station Van Eyck te Kinrooi, twee in station Zandvliet) en een meer symmetrische uitbating toelaat.

De beoogde eindconfiguratie voorziet in het parallel uitbaten van de twee dwarsregeltransformatoren te Zandvliet, in combinatie met de realisatie van een tweede 380 kV draadstel tussen de stations van Doel en Zandvliet. Dit teneinde grotere energiestromen via de noordgrens mogelijk te maken.

Het tweede 380 kV draadstel tussen Doel en Zandvliet wordt gerealiseerd middels het upgraden van de huidige 150 kV verbinding, inclusief:

- de nodige aanpassingen in de stations van Zandvliet en Doel;
- het versterken van het onderliggende 150 kV net door de realisatie van een 150 kV kabel tussen Kallo en Lillo en de oprichting van een nieuw 150 kV onderstation te Ketenisse;
- het installeren van een 380/150k V transformator voor het verzekeren van de voeding van Doel op 150 kV. Volgens de informatie waarover Elia beschikt, is de transformator in Doel vereist voor de nucleaire veiligheid van de site, ook bij het stilleggen van Doel 1 en 2. In elk geval zou het weglaten ervan de realisatie van BRABO fase 1, voorzien medio 2016, niet versnellen omwille van de planning van de andere componenten van het project.

De integratie van de bijkomende dwarsregeltransformator te Zandvliet zal – reeds in het kader van de interimconfiguratie met de twee dwarsregeltransformatoren in serie – gebeuren door het plaatsen van een tijdelijke langskoppeling in het station Zandvliet. Dit in afwachting van de realisatie van het 380 kV station te Rilland (Nederland) door TenneT met eind 2019 als streefdatum. In juni 2014 is hiertoe een protocolakkoord ondertekend door Elia en de Nederlandse transmissienetbeheerder TenneT.

Voor de bestudeerde scenario's met maximaal 2 GW productie op de site van Doel laat BRABO fase 1 toe om de interconnectiecapaciteit van de noordgrens in de richting van Nederland naar België met ongeveer 1000 MW te verhogen. Na de realisatie van het 380 kV station te Rilland door TenneT kan de capaciteitsverhoging van ongeveer 1000 MW op de noordgrens ook in de richting van België naar Nederland worden toegepast.

BRABO fase 2 en fase 3: additionele verbinding Zandvliet – Lillo – Mercator

BRABO fase 2 en fase 3 omvat de creatie van een additionele 380 kV luchtlijnverbinding met twee draadstellen tussen de stations van Zandvliet en Mercator (Kruibeke) op de Antwerpse noord-zuid-as, teneinde de beoogde verhoging van de interconnectiecapaciteit op de noordgrens na realisatie van BRABO fase 1 op een meer robuuste manier te bestendigen. Hierbij rekening houdend met het verzekeren van het stijgend industrieel verbruik rond de haven van Antwerpen (vooral fase 2) en het creëren van onthaalcapaciteit[82] voor centrale productie (vooral fase 3).

Het 380 kV net en onderliggende 150 kV net in de regio van Antwerpen zal hiertoe een grondige aanpassing ondergaan:

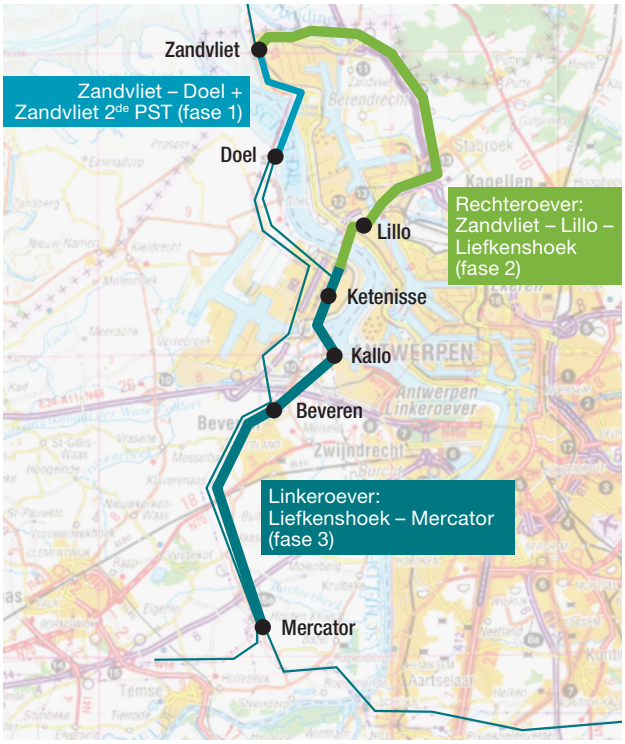
- BRABO fase 2 betreft het gedeelte 'Zandvliet – Lillo – Liefkenshoek' en omvat het aanleggen van een nieuwe 380 kV verbinding vertrekkende van het bestaande 380 kV station te Zandvliet, inclusief een nieuw op te richten 380 kV station te Lillo met 380/150 kV transformator op de rechteroever van de Schelde. Deze nieuwe verbinding steekt de Schelde over ter hoogte van Liefkenshoek en zal tijdelijk worden aangesloten op de nabijgelegen bestaande 380 kV verbinding tussen Doel en Mercator;
- voor de bouw van deze nieuwe 380 kV verbinding is een aanpassing nodig van het gewestelijk ruimtelijk uitvoeringsplan (GRUP), wat op zijn beurt de input vraagt van een plan-MER-studie. Deze laatste studie werd uitgevoerd op een 8-tal varianten waaruit de variante met een traject langs de A12 autosnelweg als beste keuze weerhouden werd. Dit traject maakt gebruik van een bestaand 150 kV luchtlijntraject van Zandvliet via Oorderen tot Lillo. Als onderdeel van BRABO fase 2 zal deze 150 kV verbinding voorafgaand ondergronds worden gebracht middels de installatie van twee 150 kV kabels;

81 De evolutie van de simultane importcapaciteit wordt toegelicht in 5.3.9.

82 Vooreerst is er de mogelijkheid om productie aan te sluiten op het station Lillo 380. In het Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020 werd hiertoe een capaciteitsreservatie van 1100 MW aangekondigd, welke echter in 2012 is geannuleerd. Daarnaast is er de onthaalcapaciteit die vrijkomt op Linkeroever in functie van de buitendienststelling van de kerncentrales van Doel.

- om op Linkeroever de aansluiting van de nieuwe 380 kV lijn mogelijk te maken op de bestaande 380 kV verbinding tussen Doel en Mercator, zal een deel van de 150 kV luchtlijn tussen Ketenisse en Doel voorafgaand ondergronds worden gebracht;
- BRABO fase 3 betreft het gedeelte 'Liefkenshoek – Mercator' en omvat het ombouwen van de bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding. Om deze verbinding te kunnen bouwen, zullen een deel van de 150 kV luchtlijnverbindingen tussen het onderstation Kallo enerzijds en de onderstations Ketenisse en Zwijndrecht anderzijds door ondergrondse kabelverbindingen moeten vervangen worden. Eveneens moet de aansluiting van het onderstation Beveren-Waas aangepast worden;
- het 380 kV station van Mercator zal geherstructureerd worden middels de installatie van een langskoppeling, voorzien tegen 2018. Dit zorgt voor een evenwichtigere uitbating en laat de integratie van de nieuwe 380 kV verbinding als onderdeel van BRABO fase 3 toe in een latere fase.

Het vergunningskader zal een bepalende factor zijn, waarbij in navolging van de annulatie van het GRUP door de Raad van State op 29 juni 2011, Elia een nieuwe plan-MER-procedure heeft opgestart in 2012. De conclusies van deze plan-MER hebben in maart 2015 geleid tot het vaststellen van het traject, zodoende de bevoegde minister hiermee een nieuwe GRUP kan opstellen. Elia verwacht dat tegen 2017 alle benodigde vergunningen rond zijn. Zodoende kan in 2017 gestart worden met aanleg van de nieuwe 380 kV verbinding van Zandvliet via Lillo naar Liefkenshoek in het kader van de realisatie van BRABO fase 2. Elia verwacht deze tweede fase in de loop van 2020 gerealiseerd te hebben.



Figuur 5.2: Illustratie BRABO-project

Rekening houdend met de nucleaire uitstap zoals voorzien in de wet op 1 januari 2015 en het wegvallen van concrete projecten voor centrale productie in de Antwerpse haven, is de urgentie voor de derde fase van het BRABO-project afgenomen. Voor deze derde fase schuift Elia bijgevolg 2023 als richtdatum naar voren, en zal ze deze planning actualiseren in functie van de evolutie van de internationale energiestromen, het verbruik en het productiepark in de regio de komende jaren.

Betreffende de evolutie van het productiepark dient de impact van een mogelijke verlenging van de levensduur van de nucleaire eenheden Doel 1 en Doel 2 te worden benadrukt. Een verlenging zou potentieel kunnen leiden tot een scenario waarin de capaciteit van alle nucleaire eenheden te Doel (Doel 1, Doel 2, Doel 3 en Doel 4) in rekening dient te worden gebracht. Dergelijk scenario noodzaakt het realiseren van de tweede én de derde fase van het BRABO-project, bijkomend aan de eerste fase, om een verhoging van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens met ongeveer 1000 MW te vrijwaren.

VERDERE STUDIES

Bovenop de reeds bestaande en geplande projecten hebben Elia en TenneT een gezamenlijke studie opgestart om de visie voor een bijkomende versterking van de noordgrens te ontwikkelen.

De referentiepiste beoogt de versterking van de grensverbindingen Zandvliet (BE) – Kreekrak (NL) en/of Van Eyck (BE) – Maasbracht (NL) door het vervangen van de bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders, gecombineerd met de installatie van bijkomende dwarsregeltransformatoren.

De kosten-batenanalyse van deze referentiepiste, de planning en de evaluatie van de verhoging van de interconnectiecapaciteit maken het onderwerp uit van deze bilaterale studie. Hierbij is het niet uitgesloten dat ook alternatieve oplossingen worden geanalyseerd.

5.2.4. Zuidgrens

De versterkingen die Elia in de periode 2005 tot 2010 heeft uitgevoerd op de zuidgrens hebben tot 2011 geresulteerd in een stabiele en marktconforme capaciteit met grote prijsconvergentie tussen België en Frankrijk. Omwille van de onvoorziene stilstand van de nucleaire eenheden Doel 3 en Tihange 2 nam de invoer vanuit Frankrijk gevoelig toe vanaf 2012, met structureel meer congestie op de zuidgrens en dalende prijsconvergentie tot gevolg.

Om in te spelen op de huidige context van de bevoorradingszekerheid, werden naar aanloop van de winter '14-'15 Ampacimon-modules geïnstalleerd op volgende verbindingen:
- de verbinding tussen Avelgem en Avelin/Mastaing;
- de verbinding tussen Achène en Lonny;
- de verbinding tussen Aubange en Moulaine.

Richting 2020 vereisen de toenemende zuid-noordfluxen ten gevolge van windintegratie en de exportpositie van Frankrijk bij gunstige meteorologische condities een meer structurele versterking om de marktwerking te blijven faciliteren.

De in 2010 voorgestelde European Wind Integration Study identificeerde congesties op de zuidgrens tot 40 à 50% van de tijd richting 2020. Daaropvolgend en zoals aangekondigd in het vorige Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020, heeft Elia in samenwerking met de Franse netbeheerder RTE een bilaterale studie uitgevoerd om te bepalen wat de meest aangewezen strategie is om de zuidgrens te versterken. De resultaten hiervan werden gevalideerd met studies die zijn uitgevoerd op 'ENTSO-E'-niveau in het kader van het Europese netontwikkelingsplan TYNDP 2014, en tonen aan dat binnen het kader van de bestudeerde scenario's het versterken van de bottleneck 'Avelin/Mastaing (FR) – Avelgem – Horta (Zomergem)' aan de westzijde het fundament vormt van deze strategie.

Dat de westzijde van de zuidgrens het meest onder druk komt te staan, volgt uit de ontwikkelingen die zich aftekenen in het noordwesten van Frankrijk. Naast de integratie van windenergie, wordt deze zone gekenmerkt door de ontwikkeling van bijkomende interconnectiecapaciteit tussen Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk en het potentieel aan nieuwe productiecentrales (een nieuwe gascentrale is in aanbouw te Bouchain).

De beoogde versterking bestaat uit het vervangen van de bestaande geleiders op bovenvermelde verbinding door zogenaamde 'hoogperformantiegeleiders'[83], met de intentie om de capaciteit van de zuidgrens op die manier met ongeveer 1000 MW te verhogen.

Elia heeft een protocolakkoord gesloten met RTE die de planning voor de verdere ontwikkeling van dit project omkadert. Het einde van de ontwikkelingsfase en bijhorende evaluatie voor opstart van de realisatiefase is gepland in 2018, met een beoogde realisatie tegen 2022.

Rekening houdend met de impact van de risicofactoren (o.a. vergunningen, beschikbare transportcapaciteit tijdens het uitvoeren van de werken) zoals vandaag gekend, behoudt Elia zich ertoe om in dit stadium van het project de datum van 2022 als meest gunstige uitgangspositie naar voren te schuiven. Deze timing houdt tevens rekening met de afhankelijkheid in uitvoering van de werken ten opzichte van het project 'Horta – Mercator' (zie 5.3.7).

Parallel aan de ontwikkeling van het project op de as Avelin – Avelgem – Horta, bestuderen Elia en RTE de mogelijkheden om de 220 kV verbinding tussen Aubange (België) en Moulaine (Frankrijk) te versterken. Dit omvat de optie om twee 220 kV dwarsregeltransformatoren te installeren op de verbinding, evenals de optie om de 220 kV verbinding te upgraden naar 380 kV. De kosten-batenanalyse, de planning, de evaluatie van de verhoging van de interconnectiecapaciteit, en eventuele synergieën met enerzijds de ontwikkeling van de interconnectie met Luxemburg (zie 5.2.7) en anderzijds het langetermijnpotentieel van de energietransitie (zie 5.6) maken het onderwerp uit van deze bilaterale studie. Hierbij is het niet uitgesloten dat ook alternatieve oplossingen worden geanalyseerd.

5.2.5. Interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk: NEMO

Het NEMO-project betreft de realisatie van een onderzeese tweerichtingskabelverbinding van 1000 MW op gelijkstroom met een lengte van ongeveer 140 km. De verbinding wordt gemaakt tussen Richborough in het Verenigd Koninkrijk en het station Gezelle (Brugge) dat als onderdeel van het STEVIN-project wordt opgericht.

Op 20 november 2013 werd dit project opgenomen in de lijst van 'Projects of Common Interest (PCI)' van de Europese Commissie, wat diens maatschappelijk belang in relatie tot het Europese beleid inzake energie en de daaruit volgende nodige versterking van de elektrische infrastructuur onderstreept.

Het Verenigd Koninkrijk is heden al verbonden met het Europese continentale transmissienet via een onderzeese gelijkstroomverbinding met Frankrijk (IFA: 2000 MW) en Nederland (BritNed: 1000 MW).

Met het NEMO-project wordt de integratie tussen deze twee asynchrone gebieden verder uitgebreid en wordt een belangrijke bijdrage geleverd aan het vervolledigen van de interne elektriciteitsmarkt, resulterend in verdere convergentie van de prijzen.

83 Hoogperformantie of HTLS-geleiders (high-temperature low-sag) zijn geleiders die minder uitzetten bij uitbating op hogere temperaturen dan klassieke geleiders. Hierdoor kan er meer stroom doorheen de geleiders worden getransporteerd en vergroot aldus de capaciteit van de verbinding.

Specifiek voor België betekent dit dat er op een directe manier energie kan worden uitgewisseld met het Verenigd Koninkrijk, wat tot een verhoogde bevoorradingszekerheid leidt gezien de diversificatie die een nieuwe interconnectie met zich meebrengt.

Daarnaast levert NEMO een sterke bijdrage aan de integratie van hernieuwbare energie in beide landen, doordat via de HVDC-technologie waarmee NEMO wordt gebouwd, wordt ingespeeld op de nood aan flexibiliteit gelinkt aan het variabele karakter van hernieuwbare energie.

De finale investeringsbeslissing voor het NEMO-project werd genomen in het voorjaar van 2015. In juni 2015 werden de contracten voor de conversiestations en de kabelverbinding toegewezen. De voorbereidende werken gaan van start in 2015 en midden 2016 wordt gestart met de bouwwerkzaamheden, resulterend in een technische oplevering eind 2018 en operationele uitbating vanaf 2019.

De realisatie van het STEVIN-project is een noodzakelijke voorwaarde voor de integratie van NEMO en is in lijn met de planning van het NEMO-project[84].

In het Verenigd Koninkrijk worden eveneens de nodige interne netversterkingen verwezenlijkt door 'National Grid Electricity Transmission' (NGET) in lijn met de planning van het NEMO-project.

84 De planning van het STEVIN-project voorziet in diens realisatie tegen eind 2017. Zie sectie 5.4.3 voor meer informatie.

5.2.6. Interconnectie tussen België en Duitsland: ALEGrO

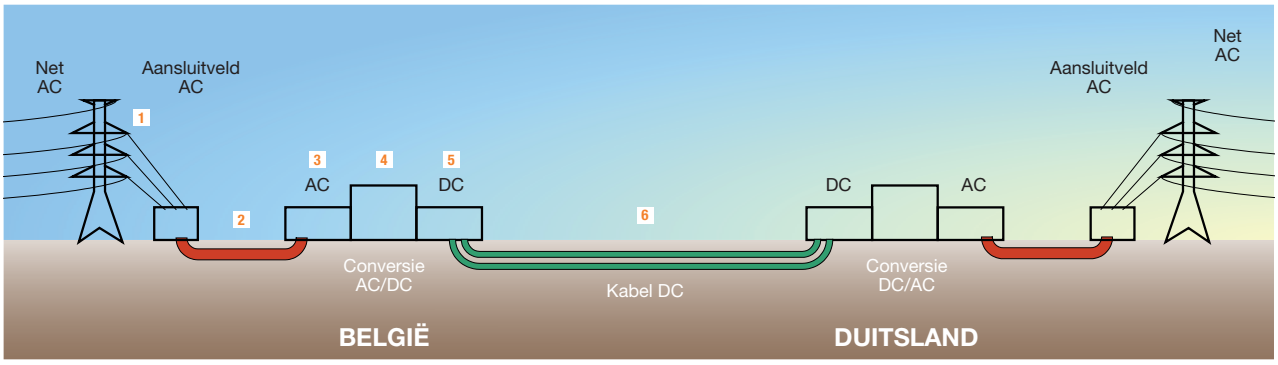
In het Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020 werd het potentieel van een elektrische verbinding tussen België en Duitsland al erkend.

Ondertussen hebben Elia en Amprion, de beheerder van het Duitse transmissienet in de grensstreek met België, de nodige bilaterale studies uitgevoerd die de nood bevestigen en die de meest gepaste oplossing naar voren hebben geschoven inzake technologie en het tracé. Zodoende ondertekenden beide ondernemingen begin 2012 een 'Memorandum of Understanding' dat de intentie vastlegt om een eerste interconnectie tussen België en Duitsland te realiseren. Bij dit project, dat ALEGrO 'Aachen Liège Electric Grid Overlay' werd gedoopt, zal een gelijkstroomkabel met een vermogen van ongeveer 1000 MW worden aangelegd over een afstand van ongeveer 100 km tussen de stations Lixhe (Visé) in België en Oberzier in Duitsland.

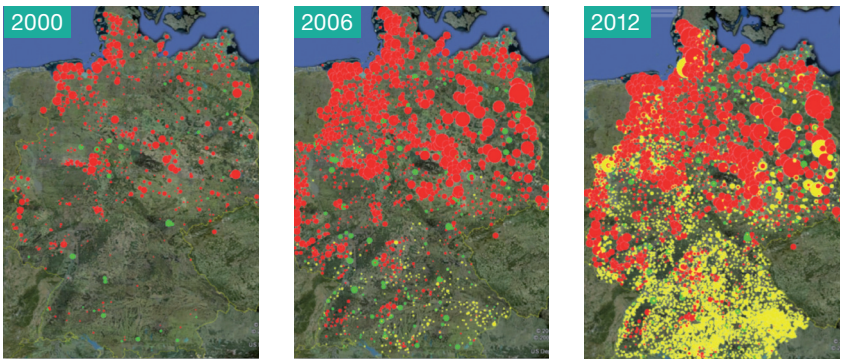
Op 20 november 2013 werd dit project opgenomen in de lijst van 'Projects of Common Interest' van de Europese Commissie, wat diens maatschappelijk belang in relatie tot het Europese beleid inzake energie en de daaruit volgende nodige versterking van de elektrische infrastructuur onderstreept.

Eerst en vooral zal deze nieuwe interconnectie via de diversificatie die ze biedt aan de markt om rechtstreeks energie uit te wisselen tussen België en Duitsland, bijdragen tot een verhoogde bevoorradingszekerheid. Deze directe uitwisseling van energie faciliteert eveneens verdere marktintegratie, resulterend in verdere prijsconvergentie binnen de CWE-regio.

Daarnaast zal ALEGrO een belangrijke rol spelen in de transitie van de energiemix, die zowel in België als in Duitsland (vastgelegd bij Duitse wet in de 'Energiewende') gekenmerkt wordt door een volledige uitstap uit de kernenergie en ambitieuze doelstellingen voor de integratie van hernieuwbare energie.



Figuur 5.3: Illustratie ALEGrO



	2000 (MW)	2006 (MW)	2012 (MW)
wind	5.892	20.472	31.290
pv	62	2.405	31.451
biomassa	510	3.010	6.465

Integratie van hernieuwbare energie in Duitsland.

Figuur 5.4: Evolutie hernieuwbare energie in Duitsland (2000 – 2012)

Op momenten met weinig wind en zon in België en een productieoverschot in Duitsland kan via ALEGrO energie geïmporteerd worden. En op momenten met veel wind en zon in België in combinatie met weinig vraag kan via ALEGrO energie geëxporteerd worden. De frequentie waarmee deze momenten zullen voorkomen, is mede afhankelijk van het ritme en de intensiteit van de integratie van hernieuwbare energie.

Het aandeel aan hernieuwbare energie in Duitsland is de afgelopen 10 jaar alvast sterk gestegen van 7 naar 70 GW, en wordt geacht verder te groeien naar ongeveer 120 GW richting 2020. Binnen de voorgestelde 2030-scenario's visie 3 'Green transition' en visie 4 'Green revolution' loopt dit verder op naar respectievelijk 160 en 190 GW.

Doordat ALEGrO de HVDC-technologie gebruikt, speelt het tot slot mee in op de nood aan flexibiliteit gelinkt aan het variabele karakter van hernieuwbare energie.

Momenteel bevindt dit project zich in de ontwikkelingsfase. Elia heeft in 2013 de procedure gelanceerd voor de gedeeltelijke herziening van de sectorplannen voor de inschrijving van een reservatiezone voor de gelijkstroomverbinding, waarbij een definitieve aanpassing eind 2015 wordt verwacht.

Het einde van de ontwikkelingsfase en bijhorende evaluatie voor opstart van de realisatiefase is gepland in 2016. In de verdere planning voorziet Elia om in 2016 de procedures voor de resterende benodigde vergunningen op te starten, om vervolgens in 2017 van start te gaan met de werken resulterend in een technische oplevering eind 2019 en operationele uitbating vanaf 2020.

5.2.7. Interconnectie tussen België en Luxemburg

Het transmissienet van het Groothertogdom Luxemburg bestaat vandaag uit twee delen: het ene deel (Sotel) is op het Belgische net (Elia) en het Franse net (RTE) aangesloten, het andere deel (Creos) is op het Duitse net (Amprion) aangesloten. Tussen deze 2 delen is vandaag in normale netuitbating geen directe transit van elektriciteit mogelijk.

Deze structuur dient te worden aangepast en uitgebreid om het Luxemburgse transmissienet beter te integreren met de buurnetten. Deze integratie speelt in op de nood van Creos om door de stijging van het verbruik zijn net te versterken, om zo de bevoorradingszekerheid in het Groothertogdom Luxemburg te handhaven. Bovendien is er een gemeenschappelijk objectief om de capaciteit in die regio tussen Duitsland, Luxemburg en België te vergroten.

Aldus heeft Elia sinds 2009 in samenwerking met de betrokken transmissienetbeheerders van Luxemburg (Creos), Frankrijk (RTE) en Duitsland (Amprion) een gemeenschappelijke visie uitgewerkt voor een verdere integratie van het Luxemburgse net. De bijhorende studies hebben aangetoond dat de ontwikkeling van een 220 kV interconnectie tussen België en Luxemburg het meest gepaste scenario is.

Dit scenario werd geofficialiseerd in een protocolakkoord tussen Elia en Creos, dat door beide partijen ondertekend werd op 25 juni 2013. Dit protocolakkoord werd ook aan beide nationale regulatoren en aan de twee toenmalige nationale met Energie bevoegde ministers voorgesteld. In het kader van dit protocolakkoord hebben Sotel Réseau et Cie en Sotel SC eveneens een akkoord gesloten met Creos om een deel van hun assets ter beschikking te stellen van Creos.

FASE 1: REALISATIE EERSTE INTERCONNECTIE BELGIË – LUXEMBURG (2015)

Tegen eind 2015 zal door Creos een dwarsregeltransformator (PST) worden geplaatst in het Luxemburgse net ter hoogte van het station Schifflange (LU). Dit om een directe verbinding te creëren tussen de stations Aubange (BE) en Schifflange (LU). Deze dwarsregeltransformator blijft niettemin in de Belgische regelzone tot minstens 31 december 2020 en zal door Elia beheerd worden.

De dwarsregeltransformator laat toe om de transitfluxen te controleren tussen België, Luxemburg en Duitsland en hiermee een eerste interconnectie uit te baten tussen België en Luxemburg, met een beoogde interconnectiecapaciteit van 300 à 400 MW. Om deze capaciteit ook in de richting van Luxemburg naar België te kunnen benutten, dienen eerst de nodige interne versterkingen te worden uitgevoerd in het Luxemburgse net door Creos (voorzien tegen 2017). Bovendien dient rekening te worden gehouden met het feit dat een potentiële injectie van de Twinerg-productie-eenheid ten vroegste in 2018 zou transfereren van de regelzone van Elia naar die van Creos.

FASE 2: VERDERE ONTWIKKELINGEN (2022)

Voorstudies hebben aangetoond dat een verdere toename van de interconnectiecapaciteit tussen België en Luxemburg op termijn enkel mogelijk is mits het realiseren van een bijkomende verbinding. De huidige referentieoplossing voorziet hierbij in de installatie van twee 220 kV kabels tussen de stations van Aubange (BE) en Bascharage (LU), met optioneel dwarsregeltransformatoren om de totale fluxen te controleren. Hierdoor zou de interconnectiecapaciteit tot 700 MW kunnen toenemen.

Dit scenario dient nog te worden bevestigd middels lopende studies.

5.3. De ontwikkeling van de backbone van het interne net

Het 380 kV net vormt één doorlopend geheel doorheen België. Complementair aan het ontwikkelen van grensoverschrijdende verbindingen, dient ook het 'interne' gedeelte van het 380 kV net versterkt te worden.

Dit niet enkel om de realisatie van bijkomende interconnectiecapaciteit mogelijk te maken en hierbij het hoofd te bieden aan steeds toenemende internationale transitstromen, maar ook om het onthaal van mogelijke nieuwe productie-eenheden op het Belgische net te faciliteren.

Bovendien zijn specifieke investeringen vereist om de simultane importcapaciteit mee te laten evolueren met de ontwikkeling van de interconnecties.

Tot slot staat de interne backbone intrinsiek in voor het voeden van de onderliggende 150 kV en 220 kV netten. Om deze onderliggende netten onafhankelijker te maken van de verminderende beschikbare productiemiddelen op deze spanningsniveaus, dient de link met de interne backbone gericht te worden versterkt.

5.3.1. Capaciteitsreservaties

De aansluiting van elke nieuwe productie-eenheid voor elektriciteit op het Elia-net verloopt volgens een welbepaald proces. Overeenkomstig het federaal technisch reglement (koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe) vindt de reservering van productiecapaciteit op een precies tijdstip in het aansluitingsproces plaats. Deze capaciteitsreservering bepaalt aldus vanaf welk tijdstip Elia met de geplande productie-eenheid rekening moet houden in zijn netwerkanalyses.

Binnen deze context wenst Elia te benadrukken dat de ervaringen met het huidige mechanisme voor capaciteitsreservering zijn beperkingen heeft. Dit werd al meermaals besproken binnen de Users' Group van Elia. In het bijzonder deed dit laatste overlegorgaan reeds, na grondige analyse, een aanbeveling met het oog op een herziening van het mechanisme voor capaciteitsreservering op het Elia-net voor nieuwe productie-eenheden[85].

Voor dit Ontwikkelingsplan wordt rekening gehouden met de vier projecten opgenomen in onderstaande tabel. De eerste drie projecten hebben een capaciteitsreservatie. Het vierde project betreft de potentiële aansluiting van een Nederlandse

85 De aanbeveling betreffende het proces van capaciteitsreservering voor nieuwe productie-eenheden op het Elia-net met het oog op een herziening van de technische reglementen kan geraadpleegd worden op volgende link: http://publications.elia.be/upload/UG_upload/B6RX74MNH6.pdf

centrale op het 380 kV net, waarvoor de (kandidaat-)producent door Elia een detailstudie heeft laten uitvoeren conform de modaliteiten van het aansluitingsproces.

Elia blijft de verdere ontwikkeling van deze dossiers, evenals het globale kader met eventuele initiatieven inzake een capaciteitssteunmechanisme, en de hieruit volgende noden inzake netversterkingen monitoren.

#	Gemeente	Aansluiting op het Elia net	Vermogen	Datum toekenning productievergunning
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2*460 MW	27/07/2010
2	Evergem	Baekeland 380	2*460 MW	01/08/2011
3	Manage	Courcelles 380	450 MW	14/07/2014
4	Maasbracht (NL)	Van Eyck 380	860 MW	-
Totaal			**3150 MW**	

Tabel 5.3: Projecten ter aansluiting van centrale productie-eenheden op het 380 kV net in het kader van een detailstudie

5.3.2. Overzicht projecten

Onderstaande tabel vat de projecten samen die kaderen in de ontwikkeling van de interne backbone, inclusief de netversterkingsnoden gerelateerd aan de de aansluiting van centrale productie-eenheden op het 380 kV net.

Project	Omschrijving	Planning	Status
Gramme (Hoei) – Van Eyck (Kinrooi)	**Basis** · Station 380 kV te Van Eyck · Installatie tweede 380 kV draadstel (in HTLS) op bestaande masten tussen Van Eyck en Zutendaal · Transformator 380/150 kV te André Dumont (Genk) in aftakking op de lijn Gramme – Van Eyck, waarbij de 150 kV uitgang via twee draadstellen 150 kV verbonden wordt met het 150 kV onderstation te Langerlo	2015	Realisatie
	Potentiële centrale (860 MW) te Maasbracht Aansluitingsveld op het station Van Eyck 380 kV te voorzien, geen bijkomende versterking nodig van de backbone	~2 jaar na beslissing	Ontwikkeling
	Capaciteitsreservatie (920 MW) te Dilsen-Stokkem Oprichten nieuw station 380 kV te Dilsen, en deze inlussen op een draadstel tussen Gramme en Van Eyck	~3 jaar na beslissing	Ontwikkeling
Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	**Basis** · Installatie tweede 380 kV draadstel (in HTLS) op bestaande masten tussen Lixhe en Herderen · Station 380 kV te Lixhe · Twee transformatoren 380/220 kV te Lixhe	2017	Realisatie
	Integratie ALEGrO · Installatie transformator 380/150 kV te Lixhe inclusief koppeling in het 150 kV onderstation te Lixhe	2020	Ontwikkeling
	Capaciteitsreservatie (920 MW) te Navagne - GEANNULEERD · Aansluitingsvelden op het 380 kV station Lixhe · Bijkomende 380 kV verbinding Lixhe – Herderen bestaande uit twee draadstellen · Bijkomende transformator 380/150 kV in Limburg (site André Dumont te Genk)	-	Geannuleerd
Meerhout	Uitbreiding station Meerhout 380 kV naar twee rails met inbegrip van een koppeling	2017	Ontwikkeling
Massenhoven – Van Eyck – Gramme: potentiële upgrade	**In functie van de evolutie van de transitflux, de effectieve aansluiting van productie-eenheden in de betrokken regio's, en een verdere versterking van de noordgrens zijn potentieel volgende versterkingen nodig** · Massenhoven – Meerhout – Van Eyck: realisatie van een tweede draadstel 380 kV op de bestaande mastenrij, inclusief de uitbreiding van het station Massenhoven 380 kV met een koppeling · Van Van Eyck – Gramme: versterking van de 380 kV as, inclusief aftakking Lixhe – Herderen, middels het vervangen van de klassieke geleiders door hoogperformantiegeleiders (HTLS)	2020-2025	Studie

Project	Omschrijving	Planning	Status
Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	**Oprichten station Horta** O.a. nodig als voorwaarde voor het project Horta - Mercator	2015	Gerealiseerd
	Upgrade naar HTLS Upgrade van de 380 kV verbinding uitgerust met twee draadstellen tussen Horta (Zomergem) en Mercator (Kruibeke) door het vervangen van de bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders (HTLS), inclusief integratie van het 380 kV draadstel Horta – Doel in Mercator	2019	Ontwikkeling
	Capaciteitsreservatie (920 MW) te Evergem Oprichten station 380 kV te Baekeland (Oostakker), en deze integreren op een 380 kV draadstel tussen Horta en Mercator	2,5 à 3 jaar na beslissing	Ontwikkeling
Courcelles	**Capaciteitsreservatie (450 MW) te Manage** Aansluitingsveld op het 380 kV station van Courcelles te voorzien, geen verdere versterking van de backbone nodig	1,5 à 2 jaar na beslissing	Ontwikkeling
	Capaciteitsreservatie (465 MW) te Roux – GEANNULEERD Aansluitingsveld op het 380 kV station van Courcelles te voorzien, geen verdere versterking van de backbone nodig	-	Geannuleerd
Importcapaciteit & onafhankelijkheid van het productiepark	**Installatie van regelmiddelen ter ondersteuning van de spanning onder de vorm van twee condensatorbatterijen 75 Mvar te Henegouwen** · La Croyère 150 kV · Chièvres 150 kV	2016	Ontwikkeling
	Complementaire noden aan spanningsregelmiddelen na realisatie van de HVDC-interconnecties NEMO en ALEGrO	2019	Studie
	Versterking van de transformatie vanuit het 380 kV net naar het 150 kV net te Rodenhuize · Nieuwe 380/150 kV transformator op de site Baekeland · 150 kV uitgang via twee kabels 150 kV verbonden met 150 kV onderstation te Rodenhuize	2018	Studie
	Versterking van de transformatie vanuit het 380 kV net naar het 150 kV net te Gouy · Nieuwe 380/150 kV transformator op de site Courcelles · 150 kV uitgang via twee kabels 150 kV verbonden met 150 kV onderstation te Gouy	2018	Ontwikkeling
	Installatie van vier shuntreactoren 75 Mvar op gerichte locaties in het net voor een adequaat spanningsbeheer · Bruegel 380 kV · Avernas 150 kV · Aubange 220 kV · Brugge Waggelwater 150 kV	2015-2016	Realisatie
Black-Out Mitigation (BOM)	**Installatie van dieselgeneratoren en privaat satellietnetwerk op 456 posten**	2016-2026	Ontwikkeling

Tabel 5.4: Overzichtstabel interne backboneprojecten

5.3.3. Gramme (Hoei) – Van Eyck (Kinrooi)

Dit project is in realisatie met een voorziene einddatum in 2015 en verdubbelt de transportcapaciteit op de as Gramme (Hoei) - Van Eyck (Kinrooi) middels:

- de realisatie van een tweede draadstel 380 kV tussen het station Gramme (Hoei) en het station Van Eyck (Kinrooi). Dit omvat het plaatsen van een draadstel met hoogperformantiegeleiders (HTLS) op de bestaande masten tussen Zutendaal en Van Eyck over een afstand van 30 km, ter verlenging van het huidige draadstel tussen Zutendaal en Gramme dat vandaag nog op 150 kV wordt uitgebaat;
- de uitbouw van een volwaardig 380 kV station te Van Eyck (Kinrooi) waarin dit tweede draadstel wordt geïntegreerd;
- de installatie van een transformator 380/150 kV in het nieuwe station André Dumont (Genk) aangesloten op 380 kV in aftakking op het hogergenoemde tweede draadstel. De 150 kV uitgang wordt via twee draadstellen op een bestaande 150 kV lijn aangesloten op het 150 kV onderstation te Langerlo.

Deze versterking is nodig om de huidige capaciteit op de noordgrens in functie van toenemende transitfluxen te bestendigen, en om de as robuust te maken voor de verdere ontwikkeling van de noordgrens.

Daarbovenop maakt deze versterking het mogelijk om nieuwe potentiële centrales aan te sluiten:

- de aansluiting van een vermogen tot 860 MW op het station Van Eyck vergt enkel de bouw van een aansluitingsveld 380 kV in dit toekomstig station, waarop de kabel tussen het station en de centrale kan worden aangesloten;
- via de bouw en integratie op de as Gramme – Van Eyck van een nieuw station 380 kV te Dilsen-Stokkem, zouden twee STEG-centrales van elk 460 MW, waarvoor in 2010 een productievergunning is afgeleverd aan de kandidaat-producent, kunnen worden aangesloten.

5.3.4. Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)

Na de versterking van de as Gramme – Van Eyck, wordt de link tussen deze as en het knooppunt Lixhe verstevigd door:

- de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen Lixhe (Visé) en Herderen (Riemst) via het plaatsen van een tweede draadstel op de bestaande masten. Dit tweede draadstel is net zoals tussen Van Eyck en Zutendaal van het type hoogperformantiegeleiders (HTLS);
- de uitbouw van een volwaardig station 380 kV te Lixhe (Visé) waarin dit tweede draadstel wordt geïntegreerd;
- de installatie van twee 380/220 kV transformatoren te Lixhe (Visé) ter vervanging van een bestaande transformator die einde levensduur is.

Deze aanpassingen zijn nodig voor twee doeleinden: de bevoorradingszekerheid in de regio Luik bestendigen én de latere integratie van de interconnectie met Duitsland (het ALEGrO-project) mogelijk maken.

De bevoorradingszekerheid van de regio Luik wordt immers meer en meer afhankelijk van de injectie vanuit het 380 kV net, getuige de (aangekondigde) sluiting van ongeveer 1000 MW productie in de regio tussen 2013 en 2019.

Om tot 1000 MW via ALEGrO te kunnen uitwisselen tussen België en Duitsland is eveneens een sterke link tussen het knooppunt Lixhe en de as Gramme – Van Eyck nodig. Daarbovenop wordt voorzien om samen met de komst van ALEGrO het knooppunt Lixhe te versterken door er een 380/150 kV transformator en een 150 kV koppeling te installeren.

5.3.5. Meerhout

Het station van Meerhout telt twee transformatoren 380/150 kV en speelt aldus een belangrijke rol in het voeden van het onderliggende 150 kV net in de regio Limburg. Beide transformatoren zijn echter op dezelfde rail aangesloten. Om de uitbating van het net robuust te maken met betrekking tot het verlies van deze rail in het station van Meerhout, voorziet dit Ontwikkelingsplan in de uitbouw van dit station naar een volwaardig 380 kV station met 2 rails, inclusief koppeling, tegen 2017.

5.3.6. Massenhoven – Van Eyck – Gramme: potentiële upgrade

De studies tot op heden uitgevoerd resulteren in een potentiële verdere versterking van het 380 kV net in de regio's Antwerpen, Limburg en Luik, meerbepaald op de assen Massenhoven – Van Eyck – Gramme en Gramme – Van Ecyk. Deze versterking is voorzien in de periode 2020-2025 in functie van de evolutie van de transitflux, de effectieve realisatie van potentiële nieuwe centrale productie-eenheden in de betrokken regio's en het perspectief van een verdere versterking van de noordgrens waarbinnen een potentiële upgrade van de grensoverschrijdende verbindingen tussen Van Eyck in België en Maasbracht in Nederland wordt bestudeerd.

Op de as Massenhoven – Van Eyck kan de transportcapaciteit worden verdubbeld door de uitbreiding van het station Massenhoven 380 kV met een koppeling, de uitbating op 380 kV van het bestaande 150 kV draadstel tussen Massenhoven en Heze op dezelfde mastenrij als de huidige 380 kV verbinding, en het bijplaatsen van een tweede 380 kV draadstel tussen Heze, Meerhout en Van Eyck op dezelfde mastenrij als de huidige 380 kV verbinding.

Om de transportcapaciteit van de as Gramme – Van Eyck verder te verhogen, zouden over de gehele as – inclusief de aftakking vanuit Herderen naar Lixhe – de bestaande klassieke geleiders vervangen kunnen worden door hoogperformantiegeleiders (HTLS). Inspelend op deze potentiele evoluties, worden de nieuwe 380 kV draadstellen tussen Van Eyck en Zutendaal (zie 5.3.3) en tussen Lixhe en Herderen (zie 5.3.4) nu al met hoogperformantiegeleiders uitgevoerd.

De bevestiging van de nood aan deze potentiële upgrade maakt het onderwerp uit van verdere studies, waarbij de monitoring van de hierboven vermelde drijfveren centraal staat.

5.3.7. Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)

Het 380 kV net tussen de stations van Mercator en Avelgem heeft de laatste jaren een steeds prominentere rol opgenomen om de onderliggende netten in de regio's Oost-Vlaanderen en West-Vlaanderen te voeden. Dit ten gevolge van het feit dat er in die netten minder centrales draaien (cf. gedeeltelijke of tijdelijke sluiting van de centrales te Herdersbrug, Ruien en Ham).

Bovendien is deze as onderhevig aan noord-zuidfluxen, waarvan een significante toename werd vastgesteld in de laatste jaren in correlatie tot de hernieuwbare energie-evolutie in Duitsland. Met fluxen tot 1000 MW en meer wordt vandaag tot 70 à 80% van de capaciteit van de lijn benut.

De huidige transportcapaciteit van deze as is structureel ontoereikend om fluxen tot 2000 à 3000 MW tussen Frankrijk, Nederland en de STEVIN-as (met offshore windproductie en NEMO) te transporteren. Naast de toenemende transitfluxen zal de realisatie van de STEVIN-as (zie 5.4.3) immers de druk substantieel vergroten, in eerste instantie via de integratie van offshore wind en bijkomend via de integratie van NEMO.

REALISATIE STATION HORTA

Elia heeft in juni 2015 het nieuwe 380 kV station Horta gerealiseerd, dat verschillende doeleinden heeft.

Vooreerst is Horta nodig om een bijkomende 380/150 kV transformator te kunnen integreren te Baekeland, zie ook 5.3.10.

Daarnaast maakt de creatie van dit station het mogelijk de versterking van de huidige as Mercator – Avelgem te faseren. Zonder Horta zou immers onmiddellijk de volledige as versterkt moeten worden. Nu wordt dit opgesplitst in een gedeelte van Mercator tot aan Horta, dat het onderwerp uitmaakt van dit project. En in een gedeelte van Horta tot Avelgem dat onderdeel is van het project ter versterking van de zuidgrens (zie 5.2.4).

Tot slot vormt Horta het vertrekpunt van het STEVIN-project ter uitbreiding van het 380 kV net naar de kustregio.

UPGRADE HORTA – MERCATOR NAAR HTLS

Een verdubbeling van de bestaande capaciteit tussen Horta en Mercator wordt beoogd door het vervangen van de bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders (HTLS). Door in de as van de bestaande verbinding te blijven, wordt de infrastructuur optimaal benut en de impact op de omgeving tot een minimum herleid.

Als onderdeel van de versterking wordt voorgesteld om de 380 kV lijn Horta – Doel, die in de huidige configuratie vlak rond het station van Mercator loopt, binnen te brengen in het station van Mercator. Dit resulteert in een meer gelijkmatige verdeling van de energiestromen tussen de stations Mercator, Doel en Zandvliet vanwege de meer symmetrische structuur die zo ontstaat. Bovendien vermijdt deze aanpassing dat het stuk tussen Doel en Mercator mee versterkt dient te worden. De hiermee uitgespaarde kost compenseert ruimschoots de kost voor het binnenbrengen van de lijn in Mercator.

Dit project bevindt zich in de start van de ontwikkelingsfase welke doorloopt tot in 2017, in parallel met het voorziene vergunningstraject. Rekening houdend met deze planning en de risicofactoren (vergunningen, uitvoeren van werken heeft impact op capaciteiten) zoals vandaag gekend, schuift Elia een realisatie in 2019 naar voren als de meest gunstige uitgangspositie.

CAPACITEITSRESERVATIE 920 MW

De versterking van de as Horta – Mercator laat eveneens de komst toe van een potentieel nieuwe centrale van 920 MW in de regio Gent, waarvoor de kandidaat-producent in 2011 een productievergunning heeft verkregen. De bouw van een nieuw 380 kV station op de site Baekeland (Oostakker), geïntegreerd op de as Horta – Mercator, is de economisch interessantste oplossing gebleken om deze potentieel nieuwe centrale aan te sluiten.

5.3.8. Potentiële aansluiting productie-eenheid te Courcelles

Er bestaat een capaciteitsreservatie op het 380 kV station te Courcelles voor een STEG-centrale van 450 MW, waarvoor in 2014 een productievergunning is afgeleverd aan de kandidaat-producent.

Voor de aansluiting van deze centrale zijn geen specifieke netversterkingen nodig buiten de bouw van een aansluitingsveld in het 380 kV station van Courcelles, waarop de kabel tussen het station en de centrale kan worden aangesloten.

5.3.9. Evolutie van de simultane ex ante importcapaciteit

De simultane ex ante importcapaciteit is de minimale importcapaciteit die vanuit het Belgische net aan de markt ter beschikking kan worden gesteld bij normale netexploitatie-omstandigheden, d.w.z. geen geplande of onvoorziene niet-beschikbaarheden van de netwerkinfrastructuur (zowel in België als in de buurlanden), en zonder voorafgaande kennis van de energiestromen.

Vooreerst wenst Elia te verduidelijken dat er enkel in het Available Transmission Capacity (ATC)-marktmodel sprake is van een simultane ex ante importcapaciteit. Met de introductie van 'Flow Based Market Coupling' (FBMC) wordt de verwijzing naar de ATC-grenswaarden irrelevant omdat de capaciteit gemaximaliseerd wordt in functie van de mogelijkheden op de verbindingen. Doorgaans wordt het marktdomein daarmee vergroot.

Het niveau van import dat dan leidt tot congestie is steeds afhankelijk van de beschikbare technische netcapaciteit gecombineerd met hoe de markt de beschikbare productiecapaciteit inzet. Deze relatie tussen 'het netwerk' en 'de markt' vormt de basis van FBMC, waarbij geen vaste ondergrens als ex ante importlimiet wordt gedefinieerd.

Met de huidige interconnectiecapaciteit (technische cross-bordercapaciteit) van de noordgrens mag uitgegaan worden van een importsaldo tussen 3500 MW en 4500 MW, uitgezonderd bij uitzonderlijke wintersituaties (zie verder). De waarde van 3500 MW komt overeen met een interconnectiviteit van 17%[86]. De Europese objectieven inzake interconnectiviteit in 2020 en 2030 bedragen respectievelijk 10% en 15%.

De geplande interconnecties zullen de importmogelijkheden vanuit de buurlanden aanzienlijk doen toenemen, wat bijdraagt tot de marktintegratie, de integratie van hernieuwbare energie en de bevoorradingszekerheid.

86 De graad van interconnectiviteit wordt gedefinieerd ten opzichte van de nationaal geïnstalleerde productiecapaciteit. Deze bedraagt 17% voor België in 2014. Zie het meest recente rapport ter zake van de Europese Commissie: http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf

Een toename naar meer dan 6500 MW (gegeven dat de markt de interconnecties in de richting van import naar België gebruikt) in 2020 wordt hierbij vooropgesteld in twee stappen:

- een verhoging met 1000 MW na de realisatie BRABO fase 1;
- verdere verhoging met 2000 MW na de realisatie van NEMO en ALEGrO.

Om deze verhoging te faciliteren, zijn gerichte investeringen in regelmiddelen nodig. Het benutten van een verhoogde importcapaciteit door de markt impliceert immers minder productie op basis van de klassieke centrale eenheden in het Belgische net. En aldus de noodzaak om via een andere weg, zijnde gerichte investeringen in regelmiddelen, aan de criteria inzake spanning en stabiliteit van het net te voldoen.

Er dient in deze te worden benadrukt dat gezien de context bij uitzonderlijke wintersituaties een specifieke importhypothese wordt gehanteerd in het kader van bevoorradingszekerheidsanalyses.

De volgende paragrafen lichten bovenstaande punten nader toe.

VERHOGING MET 1000 MW NA DE REALISATIE VAN BRABO FASE 1

Deze fase concentreert zich op de toestand na de realisatie van BRABO fase 1, zijnde de vierde PST (tweede te Zandvliet) op de noordgrens gecombineerd met het noodzakelijk realiseren van het tweede draadstel op 380 kV tussen Doel en Zandvliet.

Dankzij BRABO fase 1 mag een toename van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens in de orde van 1000 MW verwacht worden. Hierbij wenst Elia te onderstrepen dat deze toename enkel geldig is bij scenario's met maximaal 2 GW productie op de site van Doel. In het desbetreffende geval dat een scenario met meer dan 2 GW productie op de site van Doel zich zou voordoen, dient het BRABO-project in zijn geheel (inclusief fasen 2 & 3) te worden uitgevoerd om de beoogde toename mogelijk te maken.

Door deze toename mag vanaf de winter '16-'17 uitgegaan worden van een importsaldo van minstens 4500 MW 'ceteris paribus' d.w.z.:

- geen geplande of onvoorziene niet-beschikbaarheden van de netwerkinfrastructuur (zowel in België als in de buurlanden);
- geen fundamentele veranderingen aan het productiepark in Frankrijk en/of Nederland. Indien deze zich zouden voordoen, mag verwacht worden dat dit een effect heeft op de internationale energiefluxen incl. transitstromen en dus ook op het importniveau dat bereikt kan worden;
- de internationale energiefluxen resulterend uit marktuitwisseling mogen geen congesties veroorzaken in de netten van de buurlanden binnen de context van FBMC.

Een interne studie heeft bovendien uitgewezen dat bij importniveaus vanaf 4500 MW een investering in specifieke regelmiddelen vereist is om de spanning in de regio's Brussel en Henegouwen te ondersteunen. Deze spanningsondersteuning wordt voorzien middels de installatie van twee condensatorbatterijen van 75 Mvar in de regio Henegouwen, waar verwacht wordt dat eenheden die de spanning zouden kunnen ondersteunen zelden zullen draaien bij dergelijke niveaus van import. Meerbepaald wordt in de aanloop naar de winter '16-'17 een condensatorbatterij geïnstalleerd in het 150 kV onderstation van La Croyère (La Louvière) en een condensatorbatterij in het 150 kV onderstation van Chièvres.

VERDERE VERHOGING MET 2000 MW NA DE REALISATIE VAN NEMO EN ALEGrO

Via NEMO en ALEGrO kan bijkomend 2000 MW aan importcapaciteit worden gerealiseerd gegeven dat de markt deze interconnecties in de richting van import naar België gebruikt.

Deze HVDC-projecten van elk 1000 MW leveren via de regelmogelijkheden van hun conversiestations intrinsiek een belangrijke bijdrage om aan de spannings- en stabiliteitscriteria van het net te voldoen.

Een studie is opgestart en wordt in de loop van 2015 afgerond om te bepalen of deze bijdrage afdoende is, of dat er eventueel additionele regelmiddelen elders in het net nodig zijn.

NETTO-IMPORTHYPOTHESE BIJ UITZONDERLIJKE WINTERSITUATIES

In uitzonderlijke wintersituaties, gekenmerkt door een koudegolf in combinatie met weinig zon en weinig wind bevinden zowel België als Frankrijk zich in een sterke importpositie. Bij een dergelijke marktsetting, die de grootste uitdagingen stelt naar de bevoorradingszekerheid in België toe, komt de fysische import volledig uit het noorden en wordt bovendien een deel van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens gebruikt voor transit naar Frankrijk.

Hiermee rekening houdend wordt heden een netto-importhypothese van 2700 MW gedurende de kritieke uren van de winterpiek gehanteerd in het kader van de analyses van de bevoorradingszekerheid en dus voor de volumebepaling aan strategische reserves voor de winter '15-'16. Deze importhypothese zal bij elke nieuwe analyse worden herbekeken, hierbij rekening houdend met de evolutie van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens in functie van de volledige realisatie van BRABO fase 1 alsook met:

- de mogelijke beperkingen in de netten van de buurlanden binnen de nieuwe context van FBMC: er mogen immers geen congesties worden veroorzaakt in de netten van de buurlanden. Het risico op congestie uit zich voornamelijk tijdens de winterpieken. Deze winterpieken gaan immers gepaard met sterk toenemende noord-zuidfluxen op CWE-niveau;

- de evolutie van de reserves aan productiemiddelen in de buurlanden: de energie dient effectief beschikbaar te zijn in het buitenland en door de verantwoordelijke marktspelers te worden aangekocht voor import naar België. Elia kan hiervoor uiteraard geen garanties bieden, en stelt vast dat er ook in de buurlanden sluitingsprogramma's voor eenheden bestaan.

Vanuit het perspectief van de bevoorradingszekerheid bestaat de uitdaging er dus in om deze op Europese schaal te waarborgen, waarbij de maatregelen van de verschillende lidstaten op elkaar afgestemd worden en zo weinig mogelijk invloed hebben op de werking van de Europese markt.

5.3.10. Onafhankelijkheid van het productiepark

Een grotere simultane importcapaciteit stelt daarnaast nog enkele specifieke uitdagingen naar het beheer van de voeding van de onderliggende netten en het lokaal beheer van té hoge spanningen op momenten met relatief weinig vraag.

De daaruit voortvloeiende investeringen worden hier toegelicht. Eventuele additionele versterkingen in de onderliggende netten die hierdoor worden getriggerd, worden toegelicht in hoofdstuk 6, waar de lokale invalshoek aan bod komt.

VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIE NAAR DE ONDERLIGGENDE NETTEN

Het 380 kV net vormt de ruggengraat van het systeem, en dient voor het transporteren van grote vermogens over lange afstanden. Het 150 kV net, en de niet-grensoverschrijdende verbindingen in het 220 kV net, dienen voor het elektriciteitstransport naar de belangrijke verbruikscentra. De grote industriële afnemers zijn erop aangesloten en historisch gezien ook de thermische centrales.

Echter komt er steeds meer druk te staan op deze 150 kV en 220 kV netten:

- enerzijds is er minder productiecapaciteit aanwezig in deze netten, gegeven de (aangekondigde) sluitingen van bestaande thermische eenheden en het feit dat het aansluiten van nieuwe thermische eenheden op het 380 kV net economisch het meest opportuun is (op een uitzondering na);
- dit zorgt voor tekorten / overschotten tussen de verschillende zones van deze netten. Deze leiden tot transitstromen bovenop de stromen die de belasting voeden en waarvoor deze netten gedimensioneerd zijn;
- anderzijds vormen deze netten een parallelle weg aan het 380 kV transportnet. Gezien elektriciteit de weg van de minste weerstand volgt, krijgen deze netten een deel van de stromen van het 380 kV net te verwerken en nemen ze aldus een deel van de transportrol van het 380 kV net op zich. Omdat de (transit)stromen doorheen het 380 kV steeds groter worden, vergroot ook dit effect op de 150 kV en 220 kV netten.

Om deze trend te keren en de onafhankelijkheid van de 150 kV en 220 kV netten ten opzichte van de evolutie van het centrale productiepark te garanderen, bestaat de oplossing er in de eerste plaats in om de transformatie van het 380 kV net naar de onderliggende 150 kV en 220 kV netten gericht te versterken. Bijkomend kan het nodig zijn om het onderliggende net op bepaalde punten te 'openen', zoals toegelicht bij de regio's Oost- en West-Vlaanderen in hoofdstuk 6.

De noodzaak aan de installatie van transformatoren is al deels aan bod gekomen als onderdeel van de voormelde projecten:

- BRABO: installatie van een 380/150 kV transformator in het nieuwe onderstation van Lillo;
- Gramme – Van Ecyk: installatie van een 380/150 kV transformator op de site van André Dumont (Genk);
- Lixhe – Herderen:
  - installatie van twee 380/220 kV transformatoren in het station van Lixhe;
  - installatie van een 380/150 kV transformator in het station van Lixhe, gelinkt aan de integratie van ALEGrO te Lixhe.

Daarnaast dient in functie van de effectieve evolutie van de transitstromen en de lokale balans tussen vraag en productie, rekening te worden gehouden met de installatie van bijkomende transformatiecapaciteit richting 2018 in volgende zones:

- Gent: de referentieoplossing bestaat uit het plaatsen van een 380/150 kV transformator in aftakking te Baekeland, waarvan de 150 kV uitgang via twee kabels 150 kV wordt aangesloten op het 150 kV onderstation te Rodenhuize. Deze referentie-oplossing dient nog te worden bevestigd middels lopende studies;
- Henegouwen: de installatie van een 380/150 kV transformator te Courcelles waarvan de 150 kV uitgang via twee kabels 150 kV wordt aangesloten op het 150 kV onderstation te Gouy. Dit als onderdeel van de netversterkingen om aan de sterke verhoging van de vraag van een lokale netgebruiker te voldoen (zie 6.4.11).

INSTALLATIE VAN SHUNTREACTOREN

Het beheer van de spanning in de 150 kV en 220 kV netten kent een specifieke uitdaging om té hoge spanningen te vermijden. Deze te hoge spanningen zijn mede het gevolg van het toenemend aantal kabels in het netwerk. Kabels genereren immers intrinsiek meer reactief vermogen dan lijnen. En op momenten met weinig vraag naar elektriciteit draaien er weinig productie-eenheden en kan er relatief gezien minder reactief vermogen door deze eenheden worden geabsorbeerd. Dit effect versterkt naarmate er meer import is en aldus nog minder centrale productie-eenheden beschikbaar zijn om het teveel aan reactief vermogen te absorberen.

Met andere woorden, om een grotere onafhankelijkheid van het net met betrekking tot de aan- of afwezigheid van centrale productie-eenheden te verzekeren, is er nood aan de installatie van reactieve compensatiemiddelen om het teveel aan reactief vermogen op specifieke momenten te absorberen.

Elia investeert hiertoe in shuntreactoren in de onderstations van Bruegel (75 Mvar), Avernas (75 Mvar), Aubange (130 Mvar) en Brugge (75 Mvar), welke in de loop van 2015 en 2016 worden geplaatst.

5.3.11. BOM: Black-Out Mitigation

De heropbouw van het net na een black-out is een complex proces, waarin black-outbestendige communicatiemiddelen, observeerbaarheid van het net en controle vanop afstand vitaal zijn.

Om compliant te zijn met enerzijds het gestelde objectief inzake heropbouw en anderzijds met de toekomstige bepalingen van de Europese Network Code 'Emergency & Restoration', heeft Elia een strategie met bijhorend 'Black Out Mitigation'-actieplan ontwikkeld. Deze strategie is in lijn met de best practices & benchmarking ten aanzien van andere transmissienetbeheerders, borgt de vitale condities om 'in design' te blijven en zal een goede uitvalsbasis bieden voor eventuele 'out of design'-scenario's (bijvoorbeeld cyberattacks).

Het actieplan betreft het versterken van de hulpdiensten in alle hoogspanningsposten middels de upgrade van bestaande batterijen alsook het uitrusten van 456 als prioritair geïdentificeerde hoogspanningsposten met enerzijds dieselgeneratoren en anderzijds een privaat satellietnetwerk.

Voor de installatie van de dieselgeneratoren wordt gewerkt met een pilootproject in 2016-2017, gevolgd door een volledige uitrol in de periode 2018-2026. De installatie van het privaat satellietnetwerk omvat een conceptuele studiefase in 2016 en een uitrol in de periode 2017-2023.

5.4. Aansluiting en integratie tot 2,3 GW offshore wind

5.4.1. Klimaatdoelstellingen en economisch potentieel

De Europese doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 20% aan energie uit hernieuwbare energiebronnen in het totale energieverbruik in Europa te bereiken, werd voor België in een concrete doelstelling van 13% vertaald.

Zonder offshore windenergie wordt deze doelstelling onmogelijk gehaald. De Belgische windparken op de Noordzee moeten tegen 2020 immers ongeveer één derde van de te behalen elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen leveren. België behoort met drie windturbineparken en 712 MW geïnstalleerd vermogen in 2014 tot de koplopers wat betreft de uitbouw van offshore windenergie in Europa (samen met het Verenigd Koninkrijk, Denemarken en Duitsland).

Bovendien heeft Europa in oktober 2014, binnen de context van de klimaat- en energiedoelstellingen van 2030, beslist om het aandeel hernieuwbare energie te verhogen naar minstens 27% tegen 2030. Dit brengt potentieel verdere uitdagingen met zich mee op lange termijn (zie 5.6) en benadrukt het belang van een duurzame integratie van offshore windenergie op korte termijn.

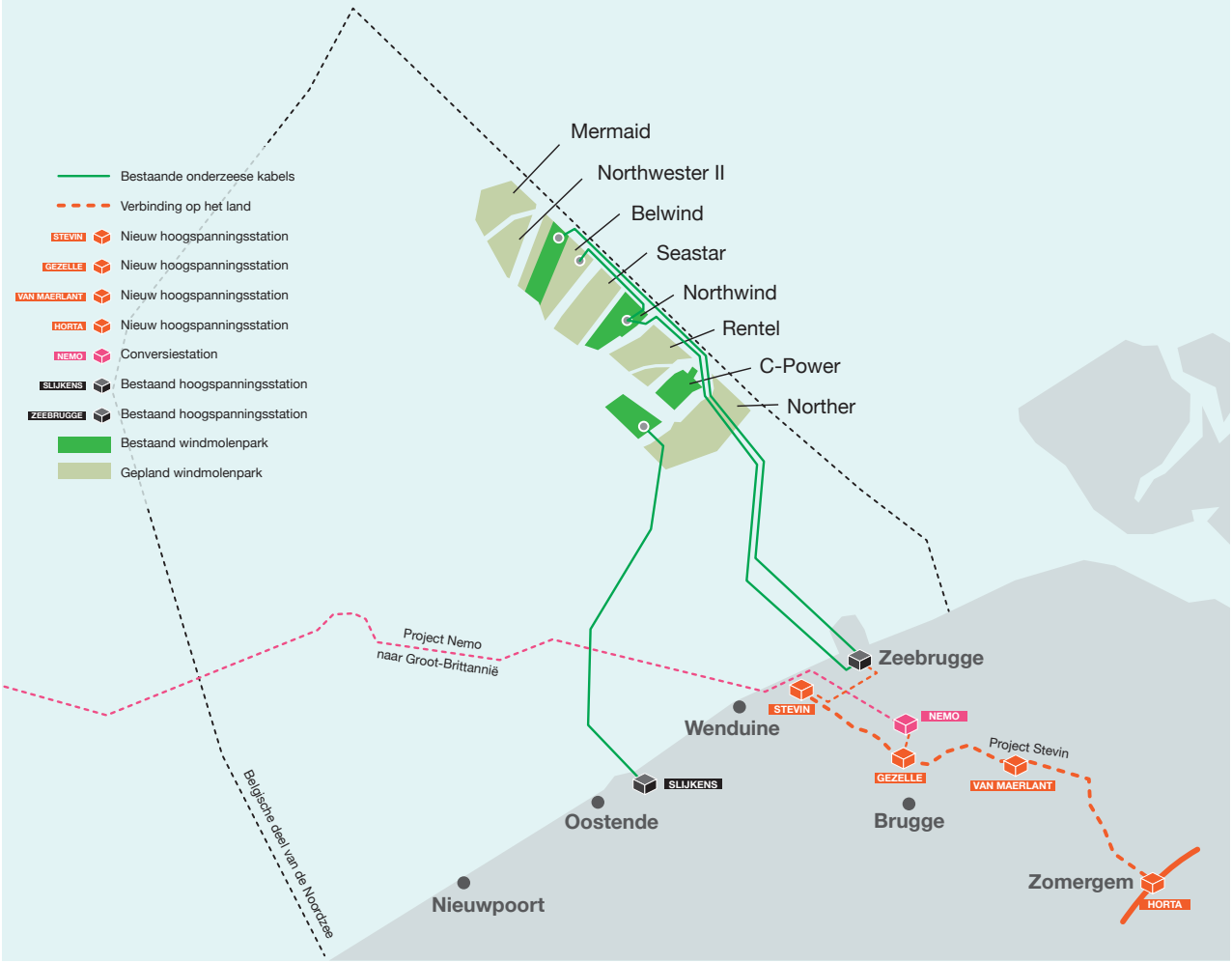
5.4.2. Aansluiten van offshore wind

Binnen het wettelijke voorziene kader heeft de Minister van Energie van de federale regering heden acht[87] domeinconcessies toegewezen voor de bouw en exploitatie van windmolenparken in het Belgische deel van de Noordzee, die een totaal te verwachten geïnstalleerd vermogen vertegenwoordigen van 2,3 GW.

In afwachting van de realisatie van het STEVIN-project, heeft Elia zich geëngageerd om de windmolenparken van de eerste 3 domeinconcessies aan te sluiten via het 150 kV net van de kustregio. Dit werd mede mogelijk gemaakt door de volgende investeringen:

- de installatie van een nieuwe 150 kV kabel tussen Brugge en Blauwe Toren;
- de vervanging van een lijn met twee draadstellen tussen Blauwe Toren en Zeebrugge door twee kabels 150 kV met een grotere capaciteit;
- de installatie van een nieuwe 150 kV kabel tussen Koksijde en Slijkens (Oostende).

87 Dit cijfer van 8 domeinconcessies wordt bekomen door rekening te houden met de overdracht van een deel van de domeinconcessie van Mermaid naar Northwester II.



Figuur 5.5: Overzicht van de domeinconcessies toegewezen voor de bouw en exploitatie van windmolenparken, en de ontwikkeling van het 380 kV transportnet in de kustregio

De bestaande windmolenparken C-Power, Belwind I en Northwind zijn heden in operatie voor een totaal geïnstalleerd vermogen van 712 MW, en hebben elk hun eigen directe verbinding naar het hoogspanningsnet aan land:

- C-Power is via twee 150 kV kabels aangesloten op het onderstation Slijkens (Oostende);
- Belwind I is via een 150 kV kabel aangesloten op het onderstation Zeebrugge;
- Northwind is via een 220 kV kabel aangesloten op de 220/150 kV transformator van het onderstation Zeebrugge.

Een volgende stap is de bouw van Nobelwind (Belwind II), gepland ten vroegste in 2016. Nobelwind (Belwind II) zal middels een gemeenschappelijk gebruik van de bestaande 220 kV Northwind-kabel en de bestaande transformator 220/150 kV worden gekoppeld aan het 150 kV net in Zeebrugge.

De volgende parken zullen echter niet kunnen worden aangesloten voor de voltooiing van het STEVIN-project, aangezien het 150 kV net in de zone volledig verzadigd is na de aansluiting van C-Power, Belwind I, Nobelwind (Belwind II) en Northwind.

Norther zal zijn eigen 220 kV kabel naar de kust aanleggen om zijn aansluiting te faciliteren.[88]

De ontwikkeling van een ‘stopcontact op zee’ bevordert een efficiënte integratie van de vier overblijvende windmolenparken (Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester 2) met het station Stevin. Dit stopcontact op zee is ook noodzakelijk om het langetermijnpotentieel van een verdere ontwikkeling van offshore energie en grootschalige energieopslag in de Noordzee (bovenop de 2,3 GW die vandaag voorzien is) te kunnen garanderen.

88 Elia zal de landkabels realiseren tussen het onderstation Stevin 220 kV en de kust, die nodig zijn voor de aansluiting van de windparken Norther, Rentel, Seastar, Northwester 2 en Mermaid.

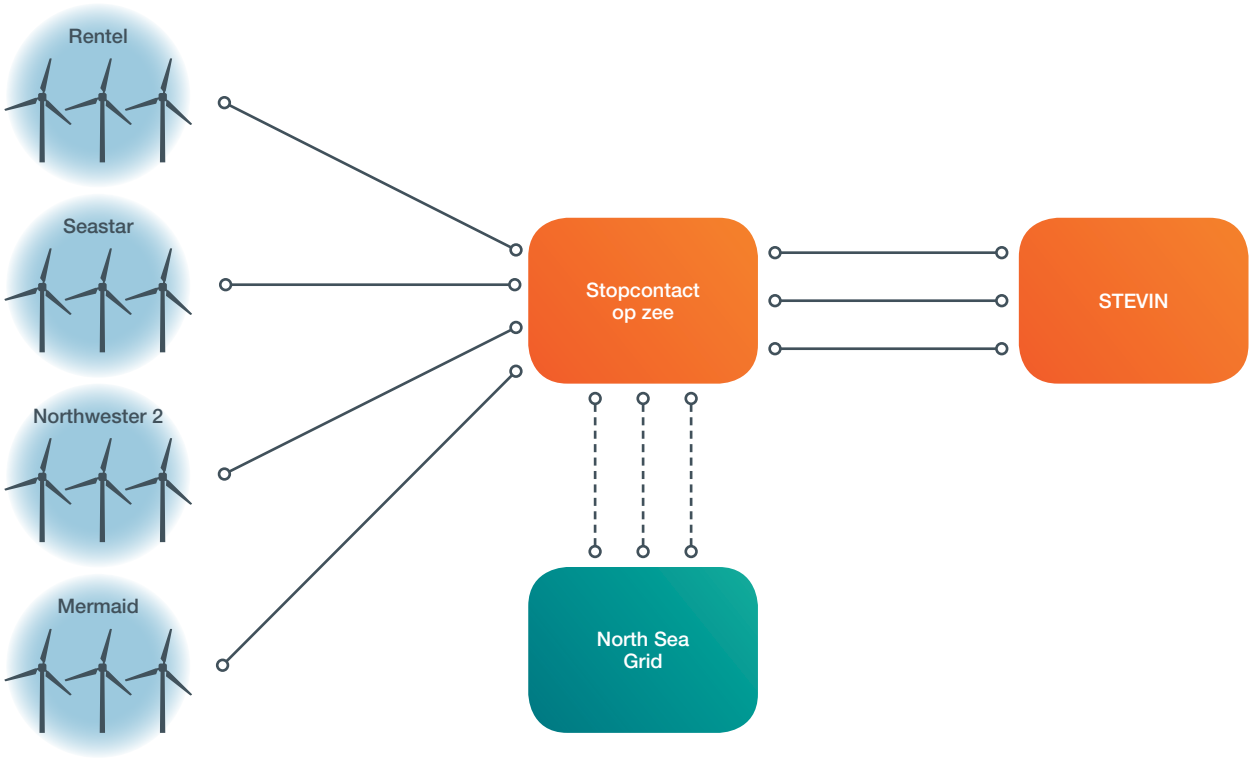
De technische haalbaarheid van een dergelijke aanpak is bevestigd. Rekening houdend met de geproduceerde vermogens en de te overbruggen afstanden, is het 220 kV spanningsniveau het meest efficiënt om de opgewekte energie naar het vasteland te transporteren via onderzeese wisselstroomkabels.

Het is de bedoeling om deze offshoreinfrastructuur modulair te ontwikkelen ('Modular Offshore Grid') in samenwerking met de betrokken ontwikkelaars van de windmolenparken, om een gefaseerde aanpak mogelijk te maken, afgestemd op de planning voor de realisatie van de windmolenparken.

De Minister van Energie heeft met het Koninklijk Besluit van 5 juli 2015 de toestemming verleend aan Rentel om zich rechtstreeks aan te sluiten op het onderstation Stevin 220 kV, in beschouwing nemende dat deze aansluiting de opname van het windmolenpark in een modulair ontwikkeld net op zee niet in de weg staat.

Het concept van dit net op zee wordt momenteel onderzocht en besproken met de betrokken partijen, meer bepaald de windmolenparken van Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester 2. De partijen zijn onderling overeengekomen dat de aansluiting van Rentel de eerste fase wordt in de realisatie van dit modulaire concept. In een tweede stadium kan deze aansluiting worden geïntegreerd in een structuur die de door deze vier parken (Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester 2) op zee geproduceerde energie centraliseert, alvorens deze energie te transporteren naar de kust (station Stevin) via meerdere onderzeese 220 kV kabels.

Deze modulaire ontwikkeling kan worden voortgezet in het kader van een eventuele toekomstige integratie in een geïnterconnecteerd net op zee. Elia werkt overigens mee aan de studies die worden uitgevoerd in het kader van het 'North Seas Countries Offshore Grid Initiative', waarbij concepten werden geanalyseerd voor extra interconnecties en grootschalige vertakkingen van windmolenparken in de Noordzee.



Figuur 5.6: Illustratie van het 'stopcontact op zee'

5.4.3. Integratie van offshore wind: STEVIN-project[89]

Het STEVIN-project – waarvan de eerste studies door Elia werden gestart in 2007 – moet het mogelijk maken om de energie van de windparken op zee vanaf de kust te integreren op het hoogspanningsnet verder landinwaarts. Zoals aangegeven in het vorige Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020, kan Elia met het huidige net immers geen transportcapaciteit garanderen voor de integratie tot 2,3 GW offshore wind. Daartoe is er dringend nood aan een versterking van het transmissienet op het vasteland.

De integratie van offshore wind is niet de enige drijfveer voor het project. Zo is de realisatie van STEVIN een noodzakelijke voorwaarde om het NEMO-project - de interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk - mogelijk te maken.

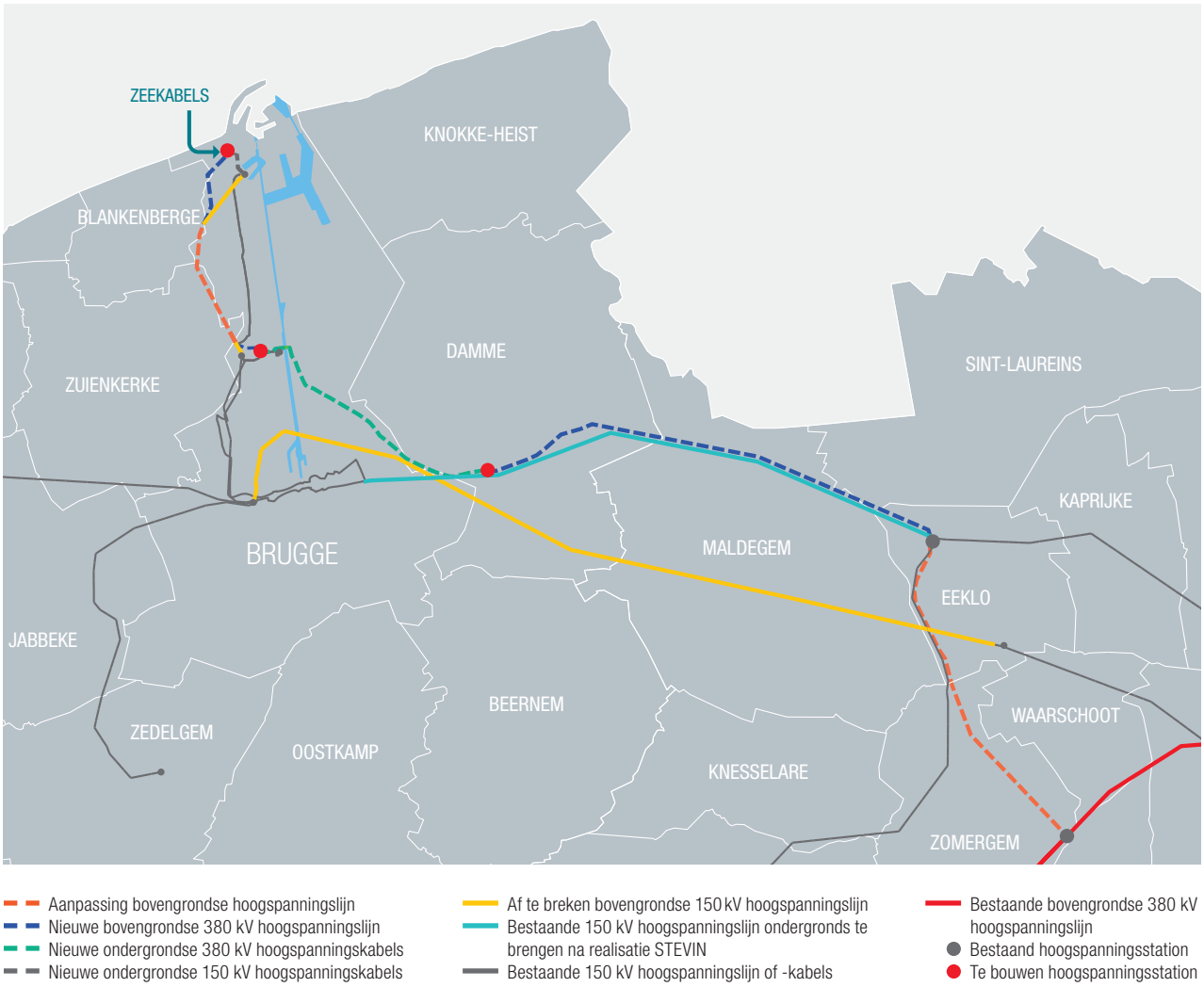
Daarbovenop is de uitbreiding van het 380 kV net tot aan de kust een vitale schakel in het realiseren van de verdere ontwikkeling van de Zeebrugse haven, de provincie West-Vlaanderen en van de Belgische elektrische zone:

- deze elektrische 380 kV verbinding verzekert de toegang tot grotere elektrische vermogens zodat de verdere industriële ontwikkeling van de hele West-Vlaamse regio en in het bijzonder de havens van Zeebrugge en Oostende mogelijk is;
- een verdere capaciteitsverhoging van het net is dringend noodzakelijk voor de verdere ontwikkeling van decentrale productie (wind, zon en andere vormen van duurzame energie) in de haven en de hele West-Vlaamse regio. Momenteel is deze ontwikkeling geblokkeerd door verzadigingen die optreden in het plaatselijke 150 kV net met als gevolg dat bijkomende decentrale, hernieuwbare productie niet kan aangesloten worden op het bestaande net. Een verdere groei van deze decentrale productie kan enkel verzekerd worden door de bouw van een 380 kV verbinding in de regio.

Het STEVIN-project voorziet in de versterking van het 380 kV elektriciteitsnet door middel van een verbinding bestaande uit twee draadstellen tussen Zomergem en Zeebrugge die een elektrische transportcapaciteit tussen beide locaties dient te verzekeren van 3000 MVA.

Tijdens het vergunningstraject werden verschillende alternatieven bestudeerd, waaruit uiteindelijk door de Vlaamse Regering is beslist dat tussen het bedrijventerrein De Spie en Vivenkapelle ongeveer 10 km van de in totaal 47 km lange 380 kV verbinding ondergronds zal worden aangelegd. Dit is een unicum voor België.

89 Voor de meest actuele informatie betreffende het STEVIN-project kan men terecht op volgende website: www.stevin.be



Figuur 5.7: Illustratie van het STEVIN-project

Zoals aangegeven op bovenstaand plan bestaat het tracé uit de volgende onderdelen:

- in Zeebrugge wordt een nieuw 150/220/380 kV station Stevin opgericht als vertrekpunt om de windenergie landinwaarts te transporteren via het 380 kV net. Dit station wordt tevens verbonden met het bestaande 150 kV onderstation van Zeebrugge via de nodige 380/150 kV transformatoren en een nieuwe 150 kV ondergrondse verbinding;
- tussen het station Stevin te Zeebrugge en het overgangsstation Gezelle te De Spie (Brugge) loopt de nieuwe 380 kV lijn bovengronds, voor een groot deel op de locatie van de bestaande 150 kV lijn die wordt afgebroken. De functie van deze bestaande 150 kV lijn wordt nu uitgeoefend door twee kabels die reeds werden aangelegd tussen Zeebrugge en Blauwe Toren;
- vanaf het overgangsstation Gezelle (De Spie) gaat de nieuwe verbinding ondergronds onder het Boudewijnkanaal, ten noorden van Koolkerke en het Fort van Beieren, ten noorden van Sint-Kruis en ten zuiden van Vivenkapelle om ten oosten van deze dorpskern terug bovengronds te komen aan het overgangsstation Van Maerlant;
- daarna volgt de nieuwe 380 kV lijn het traject van de bestaande 150 kV lijn die ten noorden van Maldegem loopt;
- vanaf het hoogspanningsstation in Eeklo (knooppunt R43 en E34/N49) naar Zomergem toe, wordt de bestaande 380 kV lijn versterkt door het vervangen van het bestaande draadstel door twee draadstellen met hoogperformantiegeleiders;
- in Zomergem eindigt de 380 kV verbinding in het nieuwe hoogspanningsstation Horta.

Door de keuze voor dit tracé treedt een globale verbetering op ten opzichte van de huidige situatie. Immers worden verschillende woonkernen en landschappen volledig lijnvrij gemaakt na de realisatie van het STEVIN-project:

- zo zal de bestaande 150 kV lijn die ten noorden van Maldegem loopt en de onderstations Eeklo Noord en Brugge Waggelwater verbindt, worden afgebroken;

- als alternatief voor deze afgebroken 150 kV lijn zal in de loop van 2017-2018 een bijkomende ondergrondse verbinding worden aangelegd tussen Eeklo en Brugge, waarbij Elia momenteel bestudeert welk tracé de meest gepaste oplossing inhoudt;
- zodoende kan na de realisatie van deze bijkomende ondergrondse verbinding, de 150 kV lijn die ten zuiden van Maldegem loopt en de onderstations Brugge Waggelwater en Eeklo Pokmoer verbindt, worden afgebroken in 2019.

De referentieoplossing voorziet eveneens in de oprichting van een 220 kV station als onderdeel van het nieuwe station Stevin. Dit om de aangevoerde energie van de windmolenparken op een zo betrouwbaar mogelijke doch kostenefficiënte wijze te transporteren naar de 380 kV Stevin-as. Dit zou van toepassing zijn op volgende windmolenparken:

- Northwind die heden op het onderstation van Zeebrugge is aangesloten;
- Nobelwind (Belwind II) die zal aansluiten via dezelfde kabel als Northwind;
- Norther die een eigen hoogspanningsverbinding naar de kust realiseert;
- Rentel, Seastar, Mermaid en Northwester 2 waarvan de geproduceerde energie via een modulair ontwikkeld stopcontact op zee, zoals toegelicht 5.4.2, naar Stevin zal worden getransporteerd.

De lancering van het project, initieel gepland in 2014, werd uitgesteld wegens de beroepsprocedures die werden ingesteld tegen het GRUP bij de Raad van State en in het verlengde hiervan tegen de stedenbouwkundige vergunning bij de Raad voor Vergunningsbetwistingen. Elia heeft dadingsovereenkomsten gesloten met de verschillende particulieren en lokale besturen die beroep hadden aangetekend tegen het GRUP van het STEVIN-project. De Raad van State en de Raad voor Vergunningsbetwistingen werden op de hoogte gebracht van de ondertekende afspraken en hebben er in hun arresten akte van genomen genomen dat de verschillende partijen afstand hebben gedaan van hun vorderingen. Bijgevolg zijn er geen procedures meer lopende.

Aangezien de stedenbouwkundige vergunning en de milieuvergunningen al werden afgeleverd, konden de werken begin 2015 van start gaan. De werken zullen ongeveer drie jaar in beslag nemen: Elia voorziet dat deze nieuwe 380 kV verbinding in dienst zal worden gesteld tegen eind 2017.

5.5. Centrale energieopslag en ontwikkeling van het net

In het kader van de energietransitie kan gecentraliseerde opslag van energie mee inspelen op de noden voor meer flexibiliteit in het systeem.

De ontwikkeling van bijkomende gecentraliseerde opslag, onshore en/of offshore, impliceert dat deze wordt geïntegreerd in het elektrisch systeem. Vanuit dit perspectief licht het Ontwikkelingsplan toe welke de complementaire noden aan netontwikkeling zijn.

5.5.1. Onshore opslag van energie

Heden heeft Elia geen concrete aanvraag gekregen voor het aansluiten van bijkomende energie-opslagcapaciteit aan land. Doch wordt de ontwikkeling geopperd van bijkomende eenheden voor de turbine- en pompwerking in Coo.

Voorstudies wijzen erop dat de aansluiting van dit type installatie specifieke maatregelen zou vereisen voor het beheer van de congesties op de 380 kV as Gramme – Brume – Aubange. Deze congesties zouden kunnen worden vermeden middels het versterken van deze as met als (combinatie van) mogelijke versterkingsopties:

- de realisatie van een tweede 380 kV draadstel tussen Aubange en Brume op de bestaande mastenrij;
- de upgrade van de transportcapaciteit tussen Gramme en Brume door het vervangen van de bestaande geleiders op deze 380 kV verbinding door hoogperformantiegeleiders;
- het versterken van de transformatiecapaciteit naar de onderliggende netten.

Dit maakt het onderwerp uit van verdere studies, voor zoverre dergelijk dossier zich in de toekomst zou concretiseren.

5.5.2. Offshore opslag van energie

Het wettelijk kader in België voorziet in twee zones in de Belgische Noordzee waarin een domeinconcessie voor de bouw en exploitatie van installaties voor de opslag van hydro-elektrische energie (energie-atol) kan worden toegekend.

Een energie-atol was niet voorzien in de initiële behoeften van het STEVIN-project. Na het bereiken van de streefstructuur, zijnde een dubbele 380 kV verbinding van Zomergem naar Zeebrugge, zal de transportcapaciteit reeds volledig benut worden en is er geen mogelijkheid om in deze regio bijkomende elektriciteitsproductie aan te sluiten met een traditionele nettoegang. Dit is onder meer het gevolg van de aansluiting van de overige offshore windmolenparken en van onshore productie-eenheden, die zich reeds op een wachtlijst bevinden.

Voor een conventionele toegang tot het net van een energie-atol is er een bijkomende structurele versterking noodzakelijk van de kust naar het binnenland, en dit bovenop het STEVIN-project. Als indicatieve piste oppert dit Ontwikkelingsplan een nieuwe transmissieverbinding naar de regio Antwerpen, zijnde een tweede 'offshore-onshorecorridor' zoals voorgesteld in 5.6.2. Bijkomende drijfveren voor dergelijke structurele versterking vloeien eveneens voort uit het langetermijnpotentieel van de verdere energietransitie.

Naast een conventionele toegang tot het Elia-net, kan er ook een flexibele toegang verleend worden aan een energie-atol, zonder netversterking. Deze bestaat erin om na de realisatie van het STEVIN-project een energie-atol aan te sluiten op het onderstation Stevin 380 kV zonder verdere interne netversterking, maar met inachtneming van specifieke congestiemaatregelen. In dit aansluitingsprincipe wordt de elektriciteitsproductie van een energie-atol gedurende specifieke en beperkte momenten afgeregeld om de overeenkomstige congestie op het Elia-netwerk op te heffen. Deze maatregelen zouden occasioneel nodig zijn, namelijk in situaties gekenmerkt door:

- een maximale productie aan offshore windenergie;
- een import van elektriciteit uit het Verenigd Koninkrijk via de NEMO-interconnectie;
- een productie van een offshore energie-atol in turbine-regime.

Dit alles maakt het onderwerp uit van verdere studies.

5.6. Langetermijnpotentieel 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.

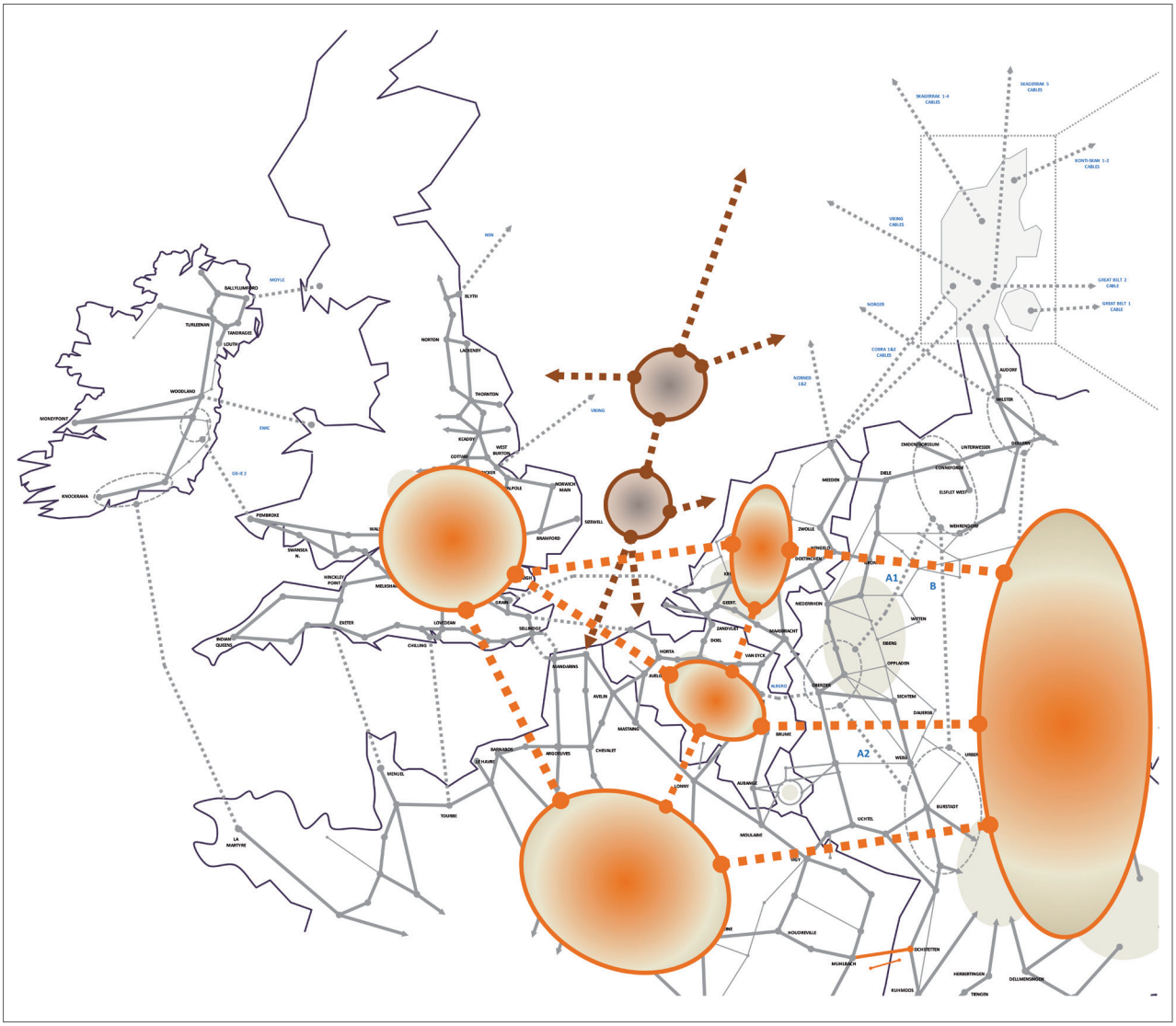
Doch zijn er complementaire investeringen nodig indien de politiek zich engageert voor een nog meer uitgesproken energietransitie richting 2030. Deze mogelijkheid wordt omvat in de scenario's visie 3 'Green transition' en visie 4 'Green revolution', waarin het aandeel van hernieuwbare energiebronnen op Europese schaal respectievelijk 50% en 60% bedraagt van de totale elektriciteitsproductie.

De hieronder beschreven denkpistes worden ter informatie voorgesteld. Ze zullen verder worden bestudeerd en geactualiseerd binnen het kader van volgende Europese en federale netontwikkelingsplannen. Hierbij zal rekening worden gehouden met eventuele politieke beslissingen aangaande het langetermijnpotentieel van de energietransitie en het bijhorend perspectief van de ontwikkeling van langetermijnconcepten in de Noordzeeregio.

5.6.1. Langetermijnconcepten – e-Highway 2050

Het TYNDP 2014 Visie 4 'Green transition'-scenario werd als uitgangspunt genomen voor de uitwerking van het meest recente investeringsplan van de Noordzeeregio, editie 2015, en illustreert dat er binnen de regio een significant potentieel is voor verdere marktintegratie.

Dit initieert reflecties over de concepten voor netontwikkeling op lange termijn, zoals een West-Oost georiënteerde corridor tussen het Verenigd Koninkrijk en Centraal-Europa én de ontwikkeling van een geïnterconnecteerd offshore net. Binnen het multinationaal karakter van deze concepten maken multiterminal-oplossingen met aftakkingen naar de verscheidene nationale netten het onderwerp uit van verdere studies.



Figuur 5.8: Langetermijnconcepten voor de ontwikkeling van het net in de Noordzeeregio

Het perspectief van dergelijke regionale corridors komt eveneens naar voren binnen het 'e-Highway 2050'-project[90]. Dit lopende project is een studieproject gefinancierd door de Europese Commissie, waaraan ook transmissienetbeheerders inclusief Elia deelnemen, en heeft als doel een modulair ontwikkelingsplan voor het Europese transmissienet te ontwikkelen. Dit in lijn met de 2050 doelstellingen van de Europese Unie betreffende energie en klimaat.

Vanuit die doelstelling wordt gekeken naar de noden om het Europese transmissienet te versterken teneinde de integratie van grote hoeveelheden hernieuwbare energie te faciliteren binnen het kader van een geïntegreerde Europese energiemarkt.

Hiermee wordt een beeld geschetst van de mogelijke architecturen van het toekomstige Europese transmissienet, in functie van de verscheidene scenario's voor de horizon 2050. De belangrijkste conclusie is dat deze architecturen een samenstelling zijn van de al geïdentificeerde projecten in het kader van Europese netontwikkelingsplannen (TYNDP) aangevuld met regionale corridors voor energietransport over grote afstanden, waarbij het aantal en de grootte van deze corridors toeneemt naarmate het aandeel hernieuwbare energie in de productiemix toeneemt.

90 Bijkomende informatie over dit project evenals de reeds beschikbare resultaten van de studie zijn terug te vinden op http://www.e-highway2050.eu.

5.6.2. Verdere ontwikkeling van offshore energie: een tweede offshore-onshorecorridor

Binnen de context van een voortzetting van de energietransitie kan de productiecapaciteit van hernieuwbare energie binnen de Belgische territoriale wateren de huidig verwachte grens van 2,3 GW overschrijden. De 'prospectieve studie elektriciteit 2030' voorziet voor België een capaciteit tot 2800 MW aan offshore wind. Ambities van 3000 MW tot 4000 MW zijn uitgesproken in het kader van studies binnen het 'North Seas Countries' Offshore Grid Initiative'-platform.

De waarde van 4000 MW werd dan ook als uitgangspunt genomen om de capaciteit van hernieuwbare energie binnen de Belgische territoriale wateren in de scenario's visie 3 'Green transition' en visie 4 'Green revolution' te kwantificeren.

Het transportnet tussen de kust en het binnenland zal dankzij de ontwikkeling van de STEVIN-as toelaten om tot 2,3 GW offshore wind te transporteren. Een verdere uitbreiding van de productiecapaciteit van hernieuwbare energie in de Noordzee tot 4000 MW, voor zover de overheid zich hiertoe zou engageren, is een drijfveer voor het ontwikkelen van een tweede offshore-onshorecorridor. Dit om de offshore energie naar adequate locaties in het binnenland te transporteren:

- voor een capaciteit tot 3300 MW, dus 1000 MW meer dan vandaag gepland, hebben voorstudies aangetoond dat deze corridor zou kunnen worden uitgevoerd via een verbinding in gelijkstroom naar de regio Antwerpen (bijvoorbeeld de site van Doel). Het in kaart brengen van de alternatieven, met als mogelijke variant een HVDC-link in de monding van de Schelde, vereist diepgaandere studies;
- bijkomende oplossingen zouden nodig zijn om een capaciteit tot 4000 MW te integreren, waar bijvoorbeeld een wisselstroomcorridor van de kust naar Izegem of een gelijkstroomverbinding naar de zone Brussel het onderwerp uitmaken van verdere studies.

De complementariteit van deze corridor(s) met de ontwikkeling van offshore energie en van additionele interconnecties, maakt evenzeer het onderwerp uit van verdere studies.

5.6.3. Additionele interconnecties

Een sterkere integratie van hernieuwbare energie opent ook perspectieven voor de verdere ontwikkeling van interconnecties. Binnen de visies 3 en 4, is er ruimte voor bijkomende interconnecties met het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en Frankrijk.

Bijkomende interconnectie met het Verenigd Koninkrijk

Een bijkomende interconnectie van ongeveer 1000 MW tussen België en het Verenigd Koninkrijk wordt in dit Ontwikkelingsplan voorgesteld als een conceptueel project. Voorstudies hebben immers het potentieel aan marktwelfaretoename van dergelijk project in de visies 3 en 4 aangetoond.

De huidige referentiepiste bestaat uit een HVDC-link van ongeveer 1000 MW die in België in de regio Antwerpen (bijvoorbeeld de site van Doel) in het net wordt geïntegreerd. Deze piste laat de optie open om synergieën te bestuderen met de hierboven vermelde tweede offshore-onshorecorridor.

De bepaling van de optimale capaciteit, locatie, technologie en potentieel bijkomende nodige interne backboneversterkingen maken het onderwerp uit van verdere studies.

BIJKOMENDE INTERCONNECTIE MET DUITSLAND

Een bijkomende interconnectie van ongeveer 1000 MW tussen België en het Duitsland wordt in dit Ontwikkelingsplan voorgesteld als een conceptueel project. Voorstudies hebben immers het potentieel aan marktwelfaretoename van dergelijk project in de visies 3 en 4 aangetoond.

De bepaling van de optimale capaciteit, locatie, technologie en potentieel bijkomende nodige interne backboneversterkingen maken het onderwerp uit van verdere studies.

COMPLEMENTAIRE VERSTERKING ZUIDGRENS

Afhankelijk van het ritme en de intensiteit van de integratie van hernieuwbare energie, zijn additionele versterkingen van de zuidgrens nodig om de beoogde verhoging van 1000 MW waarvan sprake in 5.2.4 te bestendigen of zelfs uit te breiden.

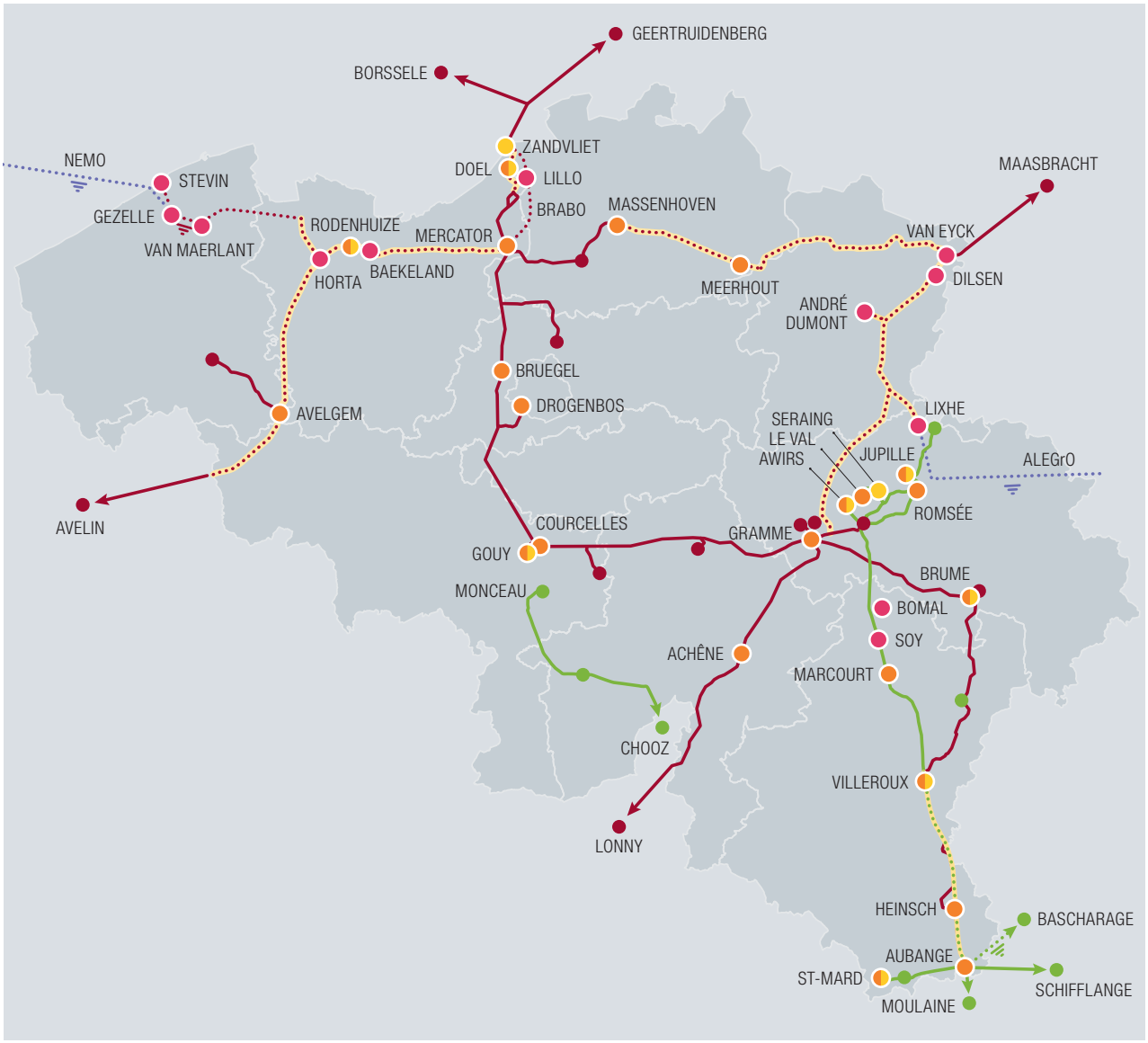
De bepaling van de potentiele additionele interconnectiecapaciteit, locatie, technologie en potentieel bijkomende nodige interne backboneversterkingen maken het onderwerp uit van verdere studies.

Hierbij zal worden gekeken naar (een combinatie van) volgende versterkingen:

- versterking van de bestaande 380 kV as Lonny – Achène – Gramme door het vervangen van de bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders of de installatie van een dwarsregeltransformator op deze as. Dit in relatie tot de haalbaarheid van dergelijke oplossing evenals de opties om de as Aubange – Moulaine te versterken;
- creatie van een nieuwe corridor in HVDC tussen Capelle en Courcelles, of tussen Warande (Frankrijk) en de Belgische offshore zone in de filosofie van de ontwikkeling van een geïnterconnecteerd offshore net.

5.7. Overzichtskaart projecten

Onderstaande kaart illustreert de projecten ter ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit en de interne backbone zoals toegelicht in dit hoofdstuk. Om een transparant beeld te geven van de globale evolutie van de 380 kV en 220 kV netten, worden eveneens de relevante vervangingsprojecten en projecten ter uitbreiding van de transformatiecapaciteit toegelicht in hoofdstuk 6 geïllustreerd.



Figuur 5.9: Ontwikkeling van interconnecties en de interne backbone, met inbegrip van de vervangingsprojecten en projecten ter versterking van de transformatiecapaciteit (legende zie pag. 182)

6

Ontwikkeling van de 220-150-110 kV netten

6.1 | Inleiding
6.2 | Provincie Antwerpen
6.3 | Provincie Waals-Brabant
6.4 | Provincie Henegouwen
6.5 | Provincie Limburg
6.6 | Provincie Luik
6.7 | Provincie Luxemburg
6.8 | Provincie Namen
6.9 | Provincie Oost-Vlaanderen
6.10 | Provincie Vlaams-Brabant
6.11 | Provincie West-Vlaanderen
6.12 | Brussels Hoofdstedelijk Gewest

6.1. Inleiding

In dit hoofdstuk worden de voorziene investeringen in de netten op 220, 150 en 110 kV voorgesteld. De keuze van deze projecten wordt hoofdzakelijk bepaald door een combinatie van verschillende behoeften:

- lokale evolutie van het verbruik;
- vervanging van verouderde uitrustingen;
- integratie van decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen.

Nadat deze behoeften zijn ingedeeld in coherente geografische gehelen, worden verschillende oplossingen onderzocht en vergeleken. De uit te werken oplossingen worden geïdentificeerd op basis van criteria inzake veiligheid, betrouwbaarheid, economische efficiëntie en duurzaamheid.

In veel gevallen ondergaat het net ingrijpende herstructureringen, die onder andere de opening of sluiting van onderstations, de aanleg of ontmanteling van verbindingen impliceren. Deze veranderingen gaan dikwijls gepaard met een migratie naar hogere spanningsniveaus.

Deze aanpak impliceert een toenemend gebruik van kabelverbindingen, samen met transformatie van 150 kV naar het middenspanningsniveau van de distributienetbeheerders. Het spanningsniveau 150 kV geniet dikwijls de voorkeur boven het gebruik van de niveaus 70 of 36 kV.

In specifieke zones waar de netten op een verschillende historische basis zijn ontwikkeld, leidt dezelfde aanpak tot andere conclusies. Dit is bv. het geval voor het transmissienet van de provincie Namen en een groot gedeelte van de provincie Luxemburg, dat functioneert op de spanningsniveaus 380 kV en 70 kV en niet op 150 kV. In deze regio wordt het spanningsniveau 110 kV ingevoerd om het niveau 70 kV geleidelijk te vervangen. In ieder geval sluiten de spanningsniveaus 150 en 110 kV elkaar uit: in eenzelfde geografisch gebied wordt slechts een enkel niveau ontwikkeld.

Er heerst nog heel wat onzekerheid over de evolutie van het verbruik en van de decentrale productie. Het is dus aangewezen om een ruime waaier van oplossingen uit te werken om op alle mogelijke toekomstige behoeften in te spelen. Deze oplossingen worden dan uitgevoerd wanneer de onderliggende hypotheses werkelijkheid worden. Om dit te verwezenlijken, en ook om het net op efficiënte wijze te dimensioneren, steunt de in het Ontwikkelingsplan gekozen methodologie op twee tijdshorizonten:

- een eerste fase, die beperkt is tot de korte termijn (2015-2019[91]). Over de parameters die de voorgestelde investeringen bepalen, bestaat een hoge mate van zekerheid. De investeringen worden gepland en de gedetailleerde engineeringstudies worden gestart;
- een tweede fase, die betrekking heeft op een periode op langere termijn (2020-2025) en waarvoor nog geen definitieve beslissingen zijn genomen bij gebrek aan voldoende nauwkeurige informatie over de parameters die hierop een invloed hebben. De investeringen die in het kader van deze tweede fase worden aanbevolen, moeten bijgevolg worden beschouwd als indicatieve versterkingspistes, die voor herziening vatbaar zijn naarmate de onzekerheden verminderen. De gegrondheid van deze indicatieve pistes zal in het kader van de volgende ontwikkelingsplannen opnieuw worden beoordeeld.

Verder in dit hoofdstuk worden de grote ontwikkelingstrends van het net in de spanningsniveaus 220, 150 en 110 kV per provincie beschreven. In bepaalde specifieke gevallen wordt deze conventie niet gevolgd en worden sommige projecten in een ander deel beschreven om de functionele coherentie van het transmissienet te respecteren.

Bij de beschrijving van de projecten zijn geografische kaarten gevoegd waarop de belangrijkste projecten waarrond de minste onzekerheid heerst, zijn aangegeven.

De exhaustieve en gedetailleerde beschrijving van de investeringen op deze spanningsniveaus is als bijlage bij dit document gevoegd.

91 Van 1 januari 2015 tot en met 31 december 2019. Dit wordt op equivalente wijze omschreven als projecten in de periode tot 2020.

6.2. Provincie Antwerpen

6.2.1. Noorderkempen

De komst van grote hoeveelheden decentrale productie (vooral windmolens en WKK-eenheden gebonden aan glastuinbouw) vereisten de ontsluiting van de Noorderkempen van Rijkevorsel tot boven Hoogstraten met transformatie vanuit het 150 kV net. Rijkevorsel werd reeds voorzien van een bijkomende transformator 150/15 kV en in Hoogstraten werd reeds gestart met de bouw van een transformatiestation 150/36/15 kV gekoppeld met het hoogspanningsnet door de ondergrondse kabel 150 kV naar Rijkevorsel te verlengen tot in Hoogstraten.

Initieel bestond het idee voor een volgende fase uit de mogelijkheid van wederzijdse ondersteuning met het toekomstige onderstation in Meer. Vandaag is echter een alternatief weerhouden voor de luchtlijn 150 kV naar Meer, namelijk de mogelijkheid om in een tweede fase een tweede ondergrondse verbinding 150 kV te realiseren naar Hoogstraten om zodoende aldaar bijkomende transformatiecapaciteit 150/36 kV te ontwikkelen en aansluitingsmogelijkheden te creëren op Hoogstraten via een hub[92] 36 kV in Meer.

Hiertoe zal een onderstation 150 kV in Rijkevorsel nodig zijn en zou vanuit Rijkevorsel dan weer een 150 kV verbinding kunnen aangelegd worden tot in Beerse. Voor een verdere ontsluiting van de Noorderkempen op 150 kV bestaat de mogelijkheid om de lijn 70 kV Beerse - Turnhout - Mol op te waarderen naar 150 kV, in combinatie met een volledig onderstation 150 kV in Beerse, een bijkomende transformator in Turnhout en een bijkomende kabelverbinding tussen Massenhoven (vanaf aftakpunt Guut) en Beerse. Dit scenario heeft als twee grote voordelen dat enerzijds de Noorderkempen op een volwaardige wijze worden ingelust in het 150 kV net en anderzijds dat de dringende vervanging (om reden van ouderdom) van de dubbele 150 kV lijn van Massenhoven via Poederlee naar Mol kan vermeden worden. Deze lijn kan immers afgebroken worden nadat de verbinding Massenhoven - Rijkevorsel - Turnhout - Beerse volledig gerealiseerd zal zijn om samen met de indienstname van een draadstel tussen Massenhoven en Heze op 150 kV (was initieel voorzien als een draadstel uitgebaat op 380 kV) de ondersteuning tussen Antwerpen en Limburg te blijven verzekeren.

Tenslotte worden er nog pistes onderzocht om de vernieuwing van het onderstation Mol 70 kV en een aantal 70 kV lijnen in de regio Kempen te vermijden door het eventueel plaatsen van een 150/70 kV transformator in Herentals gevoed vanuit Heze 150 kV.

6.2.2. Herstructurering Antwerpen

De voeding van de binnenstad Antwerpen werd historisch voorzien vanuit een 70 kV net met transformatie naar 6 kV. De belangrijkste voedingspunten waren Merksem in het noorden en Zurenborg in het zuiden van Antwerpen. Productiecentrales waren operationeel in Schelle en Merksem. Vanuit Schelle zijn er 70 kV verbindingen via Schelle-Dorp en Wilrijk naar Zurenborg en verder naar Merksem. Vanuit Merksem zijn er eveneens 70 kV verbindingen naar de Noorderkempen. De binnenstad heeft voedingspunten 70 kV in Moonstraat, Oever, Hovenierstraat, Belliardstraat en Tabaksvest, gevoed vanuit Merksem en Zurenborg. Alle, behalve Tabaksvest, met transformatie 70/6 kV. Beide netten, zowel 70 kV als 6 kV zijn verouderd. Streefdoel is om de volledige voeding te vervangen door 150 kV en 15 kV (zie sectie 3.3.3.).

Merksem en Zurenborg zijn reeds lang in het 150 kV net opgenomen en de transformatie 150/15 kV bestaat hier reeds. Meer recent werden nieuwe transformatiestations 150/15 kV gebouwd in Damplein (noorden) en Petrol (zuiden) met de bedoeling de volledige stad op 15 kV te voeden vanuit Merksem, Damplein, Zurenborg en Petrol.

Wanneer de distributienetbeheerder deze overheveling van 6 kV naar 15 kV op deze onderstations heeft uitgevoerd, kunnen de onderstations Moonstraat, Oever, Hovenierstraat en Belliardstraat volledig ontmanteld worden, inclusief de 70 kV verbindingen naar deze onderstations. Evenzo de vier transformatoren 70/6 kV van Zurenborg en de vier transformatoren 70/6 kV van Merksem.

Momenteel is de belasting op 70 kV al zover afgenomen dat de beide verouderde 70 kV verbindingen tussen Zurenborg en Merksem zonder meer buiten dienst gesteld konden worden. Ook de beide 70 kV verbindingen tussen Zurenborg en Wilrijk waren niet meer in goede staat. Zurenborg wordt intussen gevoed vanuit het 150 kV net zodat deze verbindingen instonden voor de voeding van de omgeving van Wilrijk, Hoboken en Schelle-Dorp in het zuiden van Antwerpen. Omwille van het moeilijke traject en de kostprijs die daaraan verbonden is, werden ander oplossingen onderzocht voor de vervanging van de oude 70 kV kabels. Het supprimeren ervan was mogelijk door het oprichten van een nieuw injectiepunt 150 kV/70 kV in Schelle-Dorp. Hiervoor werd een 150/70 kV transformator van Zurenborg naar Schelle-Dorp verplaatst.

92 Onderstation specifiek voor bijkomende onthaalcapaciteit aan decentrale productie

Al deze wijzigingen maken een sterke vereenvoudiging van de onderstations Zurenborg en Merksem mogelijk. Mits overgang van transformatie 70/15 kV naar 150/15 kV kunnen de open 70 kV installaties bestaande uit een binnen- en een buiten-hoogspanningsstation in een stadsomgeving die verouderd zijn in Zurenborg vervangen worden door een beperkt 70 kV onderstation in gesloten uitvoering en in Merksem zelfs volledig gesupprimeerd worden. In Zurenborg blijft dan slechts 1 van de 3 oorspronkelijke transformatoren 150/70 kV nodig. Ook het onderstation 150 kV Zurenborg werd gemoderniseerd door het te vervangen door een nieuw GIS-onderstation.

De transformatie 150/70 kV in Merksem zal enkel nog nodig zijn voor een tweede voeding van Tabaksvest en de voeding van de Noorderkempen via de 70 kV verbindingen naar St-Job, Rijkevorsel, Kalmthout, Beerse en Turnhout/Ravels naar Mol, de zogenaamde 'Kempenlus'.

Verdere ontwikkelingen in Antwerpen wijzen op een toekomstige transformatorversterking 150/15 kV in de nieuwere onderstations Damplein en Petrol.

Verder dringt de vervanging van het onderstation Schelle 70 kV zich op en is ook een lange verbinding 70 kV tussen Schelle en Mechelen aan vervanging toe. Een herstucturering en vereenvoudiging van dit 70 kV net is mogelijk mits de verplaatsing van een 150/70 kV transformator van Schelle naar Malderen.

6.2.3. Hernieuwbare energie en decentrale productie

Net zoals voor de Noorderkempen worden ook aansluitingsmogelijkheden voor decentrale productie gerealiseerd in Lier door de installatie van een 150/15 kV transformator (50 MVA).

6.2.4. 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 (150 kV) van Zandvliet, Lint (ook 380 kV), Massenhoven, Schelle, Merksem, Scheldelaan, Mortsel, Zwijndrecht, Burcht, Lillo, Sidal, Amoco, Heist, Ekeren, Meerhout, Mol en Balen.

Voor wat betreft de verbindingen zijn er vooral de vervangingsnoden voor de hoogspanningslijnen uitgerust met geleiders van het type ALST[93] op volgende 150 kV lijnen:

- Massenhoven - Poederlee - Mol (deze vervanging wordt echter vermeden door de projecten in de Noorderkempen, zoals beschreven in sectie 6.2.1);
- Merksem - Mortsel;
- Lint - Mortsel;
- Lint - Schelle.

Ondergrondse verbindingen uitgevoerd met oliegevulde kabel zijn te vervangen op volgende 150 kV trajecten:

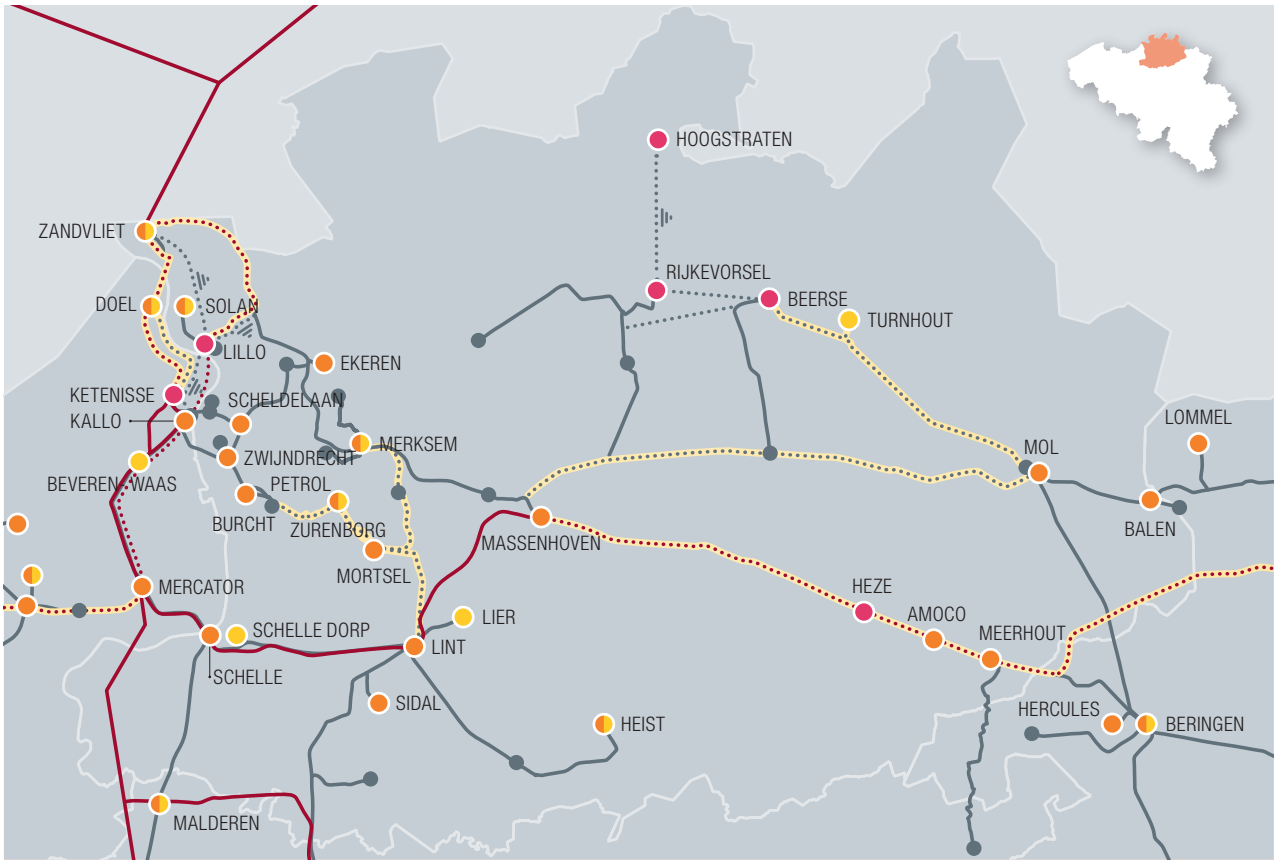
- Petrol - Zurenborg;
- Zurenborg - Mortsel.

6.2.5. Versterking naar middenspanning

Omwille van de belastingstoename in de kanaalzone nabij Heze en Geel-Oevel wordt in Heze een bijkomende 150/15 kV transformator van 50 MVA geïnstalleerd. Om deze reden is het nodig om Heze uit te rusten met een volledig dubbelrails 150 kV onderstation.

93 Aluminium Staal (ALAC – Aluminium Acier)

6.2.6. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.1: Overzichtskaart projecten provincie Antwerpen (legende zie p. 182)

6.3. Provincie Waals-Brabant

6.3.1. Versterking van de transformatie naar middenspanning in Waterloo

Het 36 kV onderstation Waterloo is op langere termijn niet meer in staat om te voorzien in het verbruik dat op dit onderstation is aangesloten.

In die context wordt overwogen om op lange termijn een tweede 150/11 kV transformator in dit onderstation te installeren. Deze nieuwe transformator zou worden gevoed via een 150 kV kabel, die vanaf het 150 kV onderstation van Eigenbrakel moet worden aangelegd. Gezien de termijnen voor het verkrijgen van de vergunningen en toelatingen voor dit type infrastructuur werd een tussentijdse versterkingsfase ingelast die bestaat uit de installatie van een 36/11 kV transformator in Waterloo.

Aangezien de evolutie van het verbruik in dit onderstation stagneert, werd de aanleg van de beoogde structuur uitgesteld tot na 2020. De behoefte aan bijkomende versterking wordt jaarlijks opnieuw geëvalueerd.

6.3.2. Vervangingsprojecten

Ter aanvulling worden losstaande vervangingen en structuurveranderingen overwogen. In Baisy-Thy en Oisquercq 150 kV worden werken op middellange termijn gepland.

6.3.3. Vervanging van de 150 kV lijn tussen de onderstations van Gouy en Drogenbos

De 150 kV lijn tussen de onderstations van Gouy en Drogenbos (via de onderstations van Oisquercq, Clabecq en Buizingen) is verouderd en moet volledig worden vernieuwd.

Deze lijn verzorgt de elektriciteitstransmissie naar twee belangrijke afnamepunten (Oisquercq en Buizingen) alsook tussen twee 380/150 kV injectietransformatoren die Waals-Brabant voeden.

De vervanging van deze lijn brengt een herstructurering van het net in de regio met zich mee:

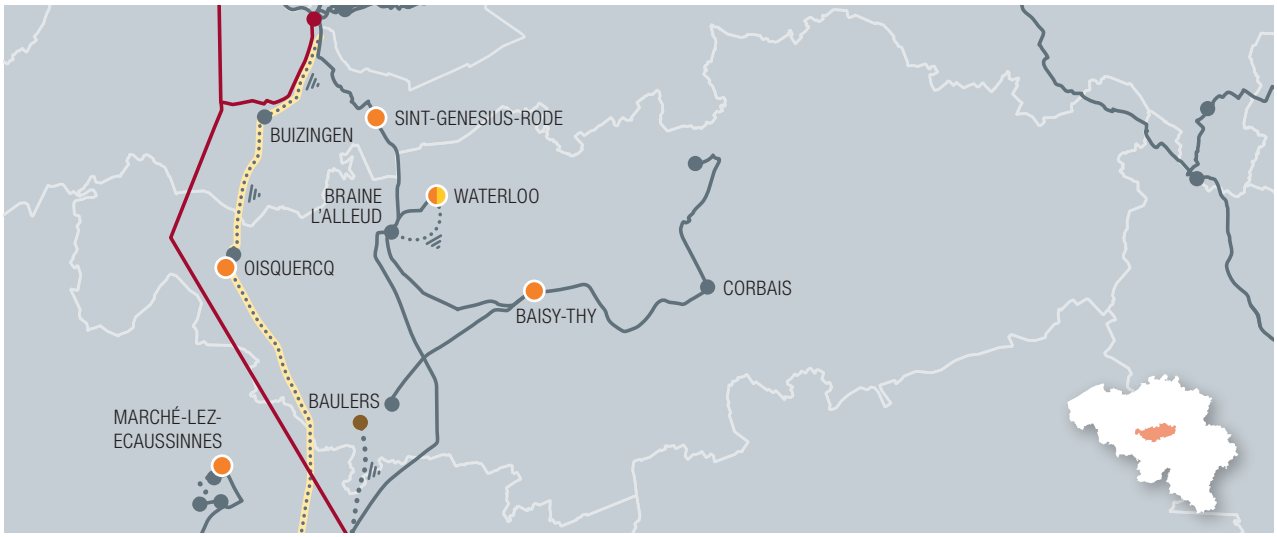
- reconstructie van het gedeelte van de 150 kV lijn tussen Gouy en Oisquercq, met behoud van een dubbele verbinding tussen deze twee onderstations en een uitbreiding van het onderstation van Oisquercq;
- oprichting van een volledig 150 kV onderstation met in- en uitgang in Buizingen;
- aanleg van een nieuwe 150 kV kabelverbinding tussen de onderstations van Drogenbos en Buizingen;
- aanleg van een nieuwe 150 kV kabelverbinding tussen de onderstations van Buizingen en Oisquercq, met een aftakpunt naar het onderstation van Clabecq;
- vervanging van twee 150/15 kV transformatoren die einde levensduur zijn door een nieuwe 150/15 kV transformator van 50 MVA naar de distributie in het onderstation van Buizingen. Dit gaat gepaard met een herstructurering van de middenspanningscabines om de transformatiecapaciteit naar de distributie toe te verhogen;
- installatie van een 75 Mvar-shuntreactor in het onderstation van Drogenbos om het door de nieuwe kabels gegenereerde reactieve vermogen te compenseren;
- herstructurering van de voeding voor de industriële klanten in het onderstation van Clabecq, met een nieuwe 150 kV verbindingskabel vanaf het onderstation van Oisquercq en het hierboven vermelde aftakpunt.

Deze belangrijke aanpassing zal meerdere jaren in beslag nemen om de beoogde netstructuur te kunnen realiseren. Om de betrouwbaarheid van deze belangrijke as te garanderen, zal Elia in de tussentijd dringende reparaties uitvoeren op deze lijn.

6.3.4. Gerichte vervanging van hoogspanningsverbindingen

Bijkomend worden bepaalde verbindingen vervangen, onafhankelijk van netstructuurveranderingen. Zo wordt overwogen om de huidige 70 kV verbinding tussen Gouy en Baulers te vervangen door een verbinding gedimensioneerd op 150 kV doch geëxploiteerd op 70 kV.

6.3.5. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.2: Overzichtskaart projecten provincie Waals-Brabant (legende zie p. 182)

6.4. Provincie Henegouwen

Het net van de provincie Henegouwen zal ingrijpende structurele ontwikkelingen ondergaan. Die zijn nodig om in te spelen op de evolutie van het verbruik, om de decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen te integreren en/of om verouderde uitrusting te vervangen.

Centraal in deze evolutie staat het optimale gebruik van de bestaande infrastructuur, waardoor het gebruik van het bestaande 150 kV net gemaximaliseerd wordt en geleidelijk van het 70 kV net in de zone wordt afgestapt. Dit vertaalt zich in de overdracht van verbruik dat momenteel op 70 kV wordt gevoed naar het 150 kV net, de versterking van de transformatie naar de middenspanning vanaf 150 kV, de sluiting van 70 kV onderstations, de ontmanteling van 70 kV lijnen en de uitbating op 150 kV van lijnen die voor dit spanningsniveau zijn aangelegd, maar die vandaag op 70 kV worden geëxploiteerd.

6.4.1. Herstructurering van het 150 kV en 70 kV net in La Louvière, Bascoup, La Croyère en Fontaine-l'Evêque en versterking van de transformatie naar de middenspanning in de zone

De ontwikkelingskeuze in deze zone werd beïnvloed door technische en economische overwegingen, en inzake ruimtelijke ordening. De keuze bestaat uit:

- het ontmantelen van de 70 kV lijn tussen Ville-sur-Haine, La Louvière en Fontaine-l'Evêque, alsook tussen Ville-sur-Haine, Bascoup, Fontaine-l'Evêque en Monceau;
- het ontmantelen van het 70/10 kV onderstation La Louvière dat het einde van zijn levensduur heeft bereikt en slecht gelegen is voor uitbreiding. Het verbruik van dit onderstation zal worden overgeheveld naar een nieuw te openen transformatorstation in La Croyère, waar drie 150/10 kV transformatoren zullen worden geïnstalleerd;
- de omschakeling naar 150 kV van het tweede draadstel van de bestaande lijn tussen Bascoup en Ville-sur-Haine;
- het ontbundelen van de bestaande 150 kV lijn tussen Monceau en Beauregard;
- het installeren van twee 150/10 kV transformatoren in Fontaine-l'Evêque. De eerste werd geïnstalleerd ter vervanging van een 70/10 kV transformator in het kader van de toename van de transformatie naar middenspanning in dit onderstation. De tweede zal worden geïnstalleerd ter vervanging van de 70 kV installaties van het onderstation;
- het installeren van een 150/10 kV transformator in Bascoup en het ontmantelen van het 70 kV onderstation;
- het installeren van een 150/10 kV transformator te Ville-sur-Haine en het ontmantelen van de 70 kV installaties in dit onderstation.

Deze ontwikkelingen werden vastgelegd in overleg met de betreffende distributienetbeheerder. Deze visie veronderstelt overigens de wijziging van de aansluiting van een gebruiker die door het transmissienet wordt bevoorraad in het onderstation Piéton. Hiervoor werd een overeenkomst bereikt.

6.4.2. Herstructurering en versterking van de transformatie naar de middenspanning rond het onderstation Obourg

In een eerste fase werd de transformatiecapaciteit naar de middenspanning versterkt door de installatie van een 150/10 kV transformator.

In een tweede fase zullen de installaties van het onderstation op korte termijn geherstructureerd worden als volgt:

- ontmanteling van het 70 kV onderstation;
- bevoorrading van de klanten die vandaag op 6 kV zijn aangesloten door 150/6 kV transformatoren voor klantenaansluiting;
- hergebruik van een bestaande 70/10 kV transformator, aangesloten in aftakking op de bestaande lijn.

In een derde fase zal het 70 kV onderstation Ville-sur-Haine het einde van zijn levensduur bereiken en zal het ontmanteld kunnen worden. Daartoe zal het 150 kV onderstation Ville-sur-Haine volledig vernieuwd worden en zal in dit onderstation een 150/10 kV transformator moeten worden geïnstalleerd ter vervanging van de 70/10 kV transformator. In dit onderstation zal eveneens een 150/70 kV transformator worden geïnstalleerd en via Obourg in serie worden aangesloten op de 70 kV lijn naar het onderstation van Bergen.

6.4.3. Herstructurering van het 30 kV net rond Dampremy en versterking van de 150/10 kV transformatie van het onderstation Gosselies

Het 150 kV onderstation Dampremy werd reeds gedeeltelijk vernieuwd. Uit het onderzoek van de vernieuwing van het 150 kV onderstation bleek dat het behoud van een 150/30 kV transformatie in Dampremy niet optimaal is, aangezien enerzijds het 30 kV net op termijn volledig moet worden vernieuwd en anderzijds het verbruik van de industriële klanten die op 30 kV zijn aangesloten in de toekomst zou moeten afnemen.

Technisch en economisch gezien is het verkieslijk om het 30 kV net en de 150/30 kV transformatie in Dampremy buiten dienst te nemen, aangezien deze uitrustingen op lange termijn niet nuttig zullen zijn. Daarom zullen de industriële klanten hetzij op het transmissienet, onafhankelijk van het huidige 30 kV net, worden aangesloten, hetzij op de naburige middenspanningscabines (Jumet, Montignies, Charleroi).

Deze optimalisering leidt tot een verhoging van het verbruik in de onderstations van Jumet, Montignies en Charleroi, en vereist op middellange of lange termijn een versterking van de transformatiecapaciteit naar de middenspanning van deze onderstations.

Er werd een overeenkomst bereikt met de netgebruiker met de grootste afname die op de 30 kV van Dampremy is aangesloten. Zijn verbruik zal worden overgeheveld naar een nieuw 150 kV onderstation waarvan hij eigenaar zal zijn en dat vanaf het 150 kV onderstation Dampremy van Elia zal worden gevoed. De netgebruiker zal daarvoor een eigen 30 kV net ontwikkelen dat ook het verbruik van andere onderstations van de regio zal bevoorraden.

6.4.4. Vervanging van de transformatoren van Farciennes en herstructurering van de zone Farciennes, Gilly, Liberchies

De twee 150/70 kV transformatoren van het onderstation Farciennes bereiken het einde van hun levensduur. Daarnaast is de stabiliteit van de vakwerken van dit onderstation niet op lange termijn gewaarborgd. Elia zorgt zo spoedig mogelijk voor een oplossing die de veiligheid van de mensen en een adequaat betrouwbaarheidsniveau in dit onderstation verzekert. Die oplossing bestaat uit:

- het afschaffen van het spanningsniveau 70 kV in Farciennes en het installeren van twee nieuwe 150/10 kV transformatoren in dit onderstation;
- het voeden in antenne van een nieuwe 150/10 kV transformator in het onderstation Gilly via een nieuwe 150 kV kabel vanuit Montignies. Het 70 kV onderstation Gilly zal worden geherstructureerd;
- het aanleggen van een 70 kV lus in serie met een 70 kV kabel naar Fleurus vanuit een nieuwe 150/70 kV transformator die in Tergnée is geïnstalleerd.

Vervolgens zullen de lijnen tussen Gouy en Gilly via Jumet worden vervangen door een nieuwe 150 kV lijn met twee draadstellen. Het onderstation van Jumet zal dan via het 150 kV net bevoorraad worden vanuit Montignies en via Gilly.

Op langere termijn zullen de onderstations Gilly en Jumet overgaan naar 150 kV en vanuit Gouy (150 kV) worden gevoed.

6.4.5. Vernieuwing en herstructurering van de regio Monceau, Gouy, Marchienne-au-Pont, Charleroi

De hoog- en laagspanningsuitrustingen van meerdere onderstations van deze zone bereiken het einde van hun levensduur. De 70 kV lijnen tussen Monceau en Gouy zullen over 5 à 10 jaar eveneens volledig moeten worden vernieuwd. Wegens het afschaffen van 30 kV in de regio van Dampremy zal het verbruik van het onderstation Manège naar het onderstation Charleroi worden overgeheveld.

Een technisch-economische studie uitgevoerd in overleg met de distributienetbeheerder heeft de mogelijkheid geanalyseerd om ook de belasting van het onderstation Marchienne-au-Pont over te hevelen naar het onderstation Charleroi. In dit geval kan het onderstation Marchienne-au-Pont worden afgeschaft.

Deze evoluties impliceren een aanzienlijke toename van de belasting van het onderstation Charleroi, dat sneller dan voorzien zal moeten worden versterkt.

Deze technisch-economische studie heeft ook aangetoond dat de vernieuwing van het 70 kV onderstation van Monceau volledig kan worden vermeden door het net van de regio te herstructureren, meer bepaald door het verbruik van Charleroi over te brengen van het 70 kV onderstation van Monceau naar het 150 kV onderstation van Monceau, dankzij de installatie van twee nieuwe 150/10 kV transformatoren in Charleroi. Indien het verbruik van dit onderstation nog verder zou stijgen, zouden twee bijkomende 150/10 kV transformatoren kunnen worden geïnstalleerd.

6.4.6. Herstructurering van het 150 kV en 70 kV net in de regio Harmignies, Ciply, Pâturages en onthaalcapaciteit voor decentrale productie-eenheden

De 70 kV lijn tussen de onderstations Ciply en Pâturages, alsook de meeste hoog- en laagspanningsuitrustingen van de onderstations van de regio, bereiken het einde van hun levensduur. Deze uitrustingen zouden volledig moeten worden vernieuwd.

Bovendien zijn verschillende windproductieprojecten in deze zone gepland. Indien die daadwerkelijk worden uitgevoerd, zal de 70 kV lijn tussen deze onderstations verzadigd raken.

Om deze redenen overweegt Elia om de lijn Ciply-Pâturages te vernieuwen en het 150 kV net weer op te bouwen. Gezien de onzekerheid inzake de termijnen voor het verkrijgen van de vereiste vergunningen voor deze bouw heeft Elia geopteerd voor de plaatsing van een enkele 150 kV kabel. Deze verbinding zal in een eerste fase op 70 kV worden uitgebaat.

Op basis van het voorgaande en in antwoord op de talrijke aansluitingsaanvragen die werden gedaan en de potentiële decentrale productie die hiervoor werd geïdentificeerd, werden verschillende mogelijke langetermijnevoluties van het net in de regio vergeleken om de aansluitingscapaciteiten in de zone maximaal te verhogen.

Een eerste fase maakt een eerste toename mogelijk van de aansluitingscapaciteit (piste vanaf 2020). Dit omvat:

- het uitbaten op 150 kV van het tweede draadstel van de lijn Harmignies-Ville-sur-Haine, dat vandaag op 70 kV wordt gebruikt;
- het bouwen van een 150 kV onderstation in Harmignies en het installeren van een 150/10 kV transformator. Het 70 kV onderstation Harmignies zal worden verkleind en tijdelijk gedeeltelijk worden vernieuwd;
- het gebruiken op 150 kV van een draadstel van de lijn Harmignies-Ciply-Pâturages die op dit spanningsniveau is vernieuwd, gecombineerd met het installeren van een 150/10 kV transformator in de onderstations Ciply en Pâturages.

In een tweede fase zouden bijkomende aansluitingen kunnen worden toegekend mits:

- het gebruiken op 150 kV van de twee draadstellen van de lijn Harmignies-Ciply-Pâturages die voor dit spanningsniveau is vernieuwd;
- het installeren van een tweede 150/10 kV transformator in het onderstation Ciply.

6.4.7. Versterking van de transformatie naar de middenspanning

Vandaag zijn de onderstations Ligne en Montignies versterkt zoals aangekondigd in het Ontwikkelingsplan 2010-2020.

Voor de gebruikers van het 30 kV net van de onderstations Tertre en de industriezone van Ghlin zullen de aansluitingen worden geoptimaliseerd door de overschakeling op middenspanning. De vervanging van de 150/30 kV transformatoren van deze onderstations zal een verhoging van de transformatiecapaciteit naar het 30 kV deelnet van Borinage mogelijk maken. In de industriezone Ghlin zal deze versterking gepaard gaan met een versterking van de transformatie naar middenspanning door een 30/15 kV transformator toe te voegen.

De prognoses van de evolutie van het lokaal verbruik in het onderstation Antoing wijzen op korte termijn op een verzadiging van de transformatiecapaciteit naar de middenspanning in dit onderstation. Om dit te verhelpen, heeft Elia in dit onderstation twee 150/15 kV transformatoren geïnstalleerd en de 150 kV uitrustingen vernieuwd.

In het onderstation van Thuillies wordt een tweede 150/10 kV transformator van 40 MVA geïnstalleerd om de bevoorrading naar middenspanning te garanderen, rekening houdend met de evolutie van het lokale verbruik.

6.4.8. Plaatsing van Ampacimon-modules op de 150 kV lijnen tussen de onderstations Baudour en Chièvres

De dagelijkse exploitatie en de toekomstsimulaties geven aan dat de 150 kV lijnen tussen Baudour en Chièvres in bepaalde net-, belasting- en productieconfiguraties hun exploitatielimieten bereiken.

De plaatsing van Ampacimon-modules om de reële transmissiecapaciteit van de lijnen te monitoren via een thermisch beeld van de geleiders stelt Elia in staat om deze verbindingen te exploiteren tot hun effectieve limieten en daardoor de zeer dure versterking ervan uit te stellen.

6.4.9. Vervangingsprojecten

Ter aanvulling worden de volgende vervangingen, los van structuurveranderingen, overwogen:

- Courcelles 380 kV: vervanging van de laagspanningsuitrusting en vernieuwing van de rails;
- Gouy 150 kV: vervangingen van hoog- en laagspanningsuitrusting en van de 150/70 kV transformator.
- Tertre 150 kV, Air-Liquide 150 kV: vervangingen van hoog- en laagspanningsuitrusting en van de 150/30 kV transformator.
- Marquain 150 kV: vervangingen van hoog- en laagspanningsuitrusting en van de 150/15 kV transformator.
- Amercoeur 150 kV: vervangingen van hoog- en laagspanningsuitrusting en beveiliging van het binnenstation.
- Plate-Taille 150 kV, Marche-lez-Ecaussinnes 150 kV, Monceau 150 kV, Baudour 150 kV, Tergnée 150 kV, Jemappes 150 kV: vervangingen van hoog- en laagspanningsuitrusting.
- Chièvres 150 kV, Zoning de Ghlin 150 kV, Fleurus 150 kV, Trivières 150 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting.
- vervanging van het lijnsegment tussen de onderstations Quevaucamps en Harchies door een segment op 150 kV;
- vervanging van de lijngeleiders tussen de onderstations van Baudour en Jemappes, en tussen de onderstations van Zoning de Ghlin en Petits-Marais;
- vervanging van de masten tussen de onderstations van Antoing en Gaurain, en een belangrijke vernieuwing tussen de onderstations van Gaurain en Thieulain;
- vervanging van de lijn tussen de onderstations van Gouy en Binche door een 150 kV kabelsegment te plaatsen tussen het onderstation van Binche en de momenteel inactieve lijn tussen de onderstations van Trivières en Péronnes, om een nieuwe verbinding te creëren tussen de onderstations van Trivières en Binche.

6.4.10. Uitzonderlijke vervangingen en reparaties

De 220/150 kV dwarsregeltransformator van Monceau werd ten gevolge van een brand vervangen door een klassieke transformator van 290 MVA (reservematerieel). Deze vervanging maakt een beperkte transmissiecapaciteit mogelijk op de 220 kV lijn tussen Chooz en Monceau. Het opnieuw installeren van een dwarsregeltransformator werd geëvalueerd rekening houdend met de gewijzigde energiestromen in België: de technische specificaties voor deze nieuwe dwarsregeltransformator laten toe om een import van 400 MVA vanuit Frankrijk te faciliteren.

Deze uitrusting is des te meer noodzakelijk nu een netgebruiker binnen de regio Baudour heeft bevestigd dat zijn verbruik aanzienlijk zal toenemen.

Begin 2014 werden ook zeven masten tussen Ruien en Wattines door een storm vernield. Die masten maken deel uit van de 150 kV lijnen tussen de onderstations Ruien en Antoing enerzijds en tussen Ruien en Chièvre anderzijds. Elia heeft deze masten in 2014 opnieuw opgebouwd.

6.4.11. Aanleg van een nieuwe 150 kV kabel tussen de onderstations van Gouy en Ville-sur-Haine en installatie van een 380/150 kV transformator te Courcelles

Aangezien een netgebruiker uit de regio Baudour heeft bevestigd dat zijn verbruik aanzienlijk zal toenemen, moet het 150 kV net van de provincie Henegouwen worden versterkt vanaf het 380/150 kV injectiestation van Gouy.

De versterking bestaat uit de aanleg van een 150 kV kabel tussen Gouy en Ville-sur-Haine. Deze kabel kan de overbelasting door het toegenomen verbruik in het 150 kV net opvangen in geval van een incident en lage productie in de provincie. De aanleg van deze kabel vereist de installatie van een compenserende shuntreactor in het onderstation van Ville-sur-Haine. De complete vernieuwing van het 150 kV onderstation van Ville-sur-Haine was overigens al gepland.

De aanzienlijke toename in verbruik gecombineerd met het beperkte gebruik of zelfs de aangekondigde sluiting van productie-eenheden in Henegouwen vereist bovendien de versterking van de transformatiecapaciteit vanuit het 380 kV net. Hiertoe voorziet Elia de installatie van een bijkomende 380/150 kV transformator te Courcelles waarvan de 150 kV uitgang via twee kabels 150 kV wordt aangesloten op het onderstation van Gouy.

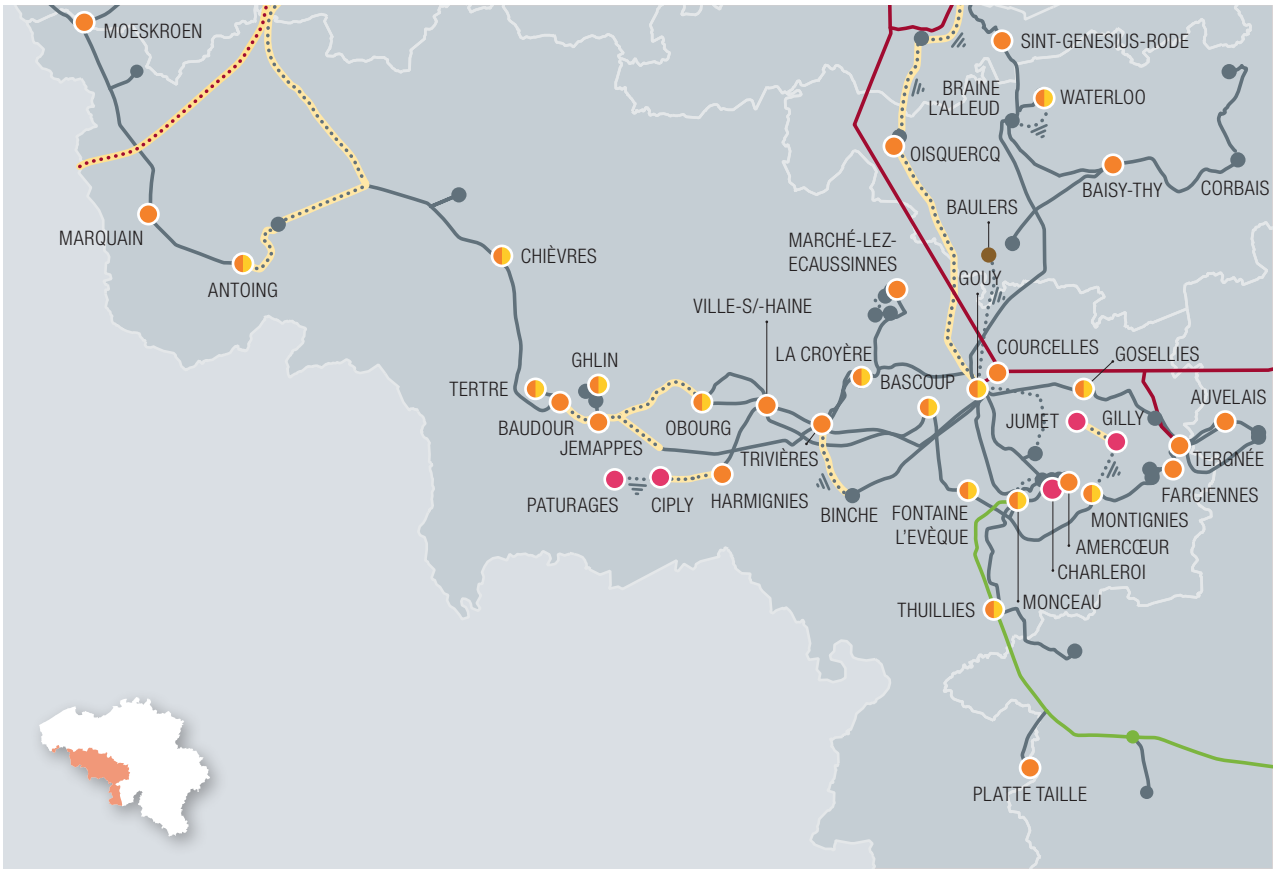
6.4.12. 150/150 kV dwarsregeltransformator in het onderstation van Chièvres

Elia voorziet de installatie van een 150/150 kV dwarsregeltransformator met een vermogen van +/- 250 MVA.

Hiermee zal Elia de fluxen kunnen beheren tussen de 150 kV deelnetten van Henegouwen en West-Vlaanderen, naar aanleiding van de sterke belasting in Henegouwen, de productie van hernieuwbare energie in West-Vlaanderen, gecombineerd met het verdwijnen van klassieke productie-eenheden in West-Vlaanderen en het beperkte gebruik of zelfs de aangekondigde sluiting van productie-eenheden in Henegouwen.

Zonder dwarsregeltransformator zouden de fluxen aanzienlijke overbelastingen kunnen veroorzaken op de 150 kV lijnen tussen deze twee deelnetten, en ertoe leiden dat Elia preventief de verbinding tussen beide opent, waardoor de robuustheid van het net vermindert.

6.4.13. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.3: Overzichtskaart projecten provincie Henegouwen (legende zie p. 182)

6.5. Provincie Limburg

6.5.1. Oost-Limburg

De belangrijkste projecten in deze regio zijn gegroepeerd in de rode draad 'Oost-Limburg' en betreffen de versterking van de as tussen het onderstation Van Eyck te Kinrooi en het onderstation Gramme in de provincie Luik (zie ook sectie 5.3.3). Binnen deze rode draad zal op de site André Dumont (Genk) een 380/150 kV transformator geïnstalleerd worden. Deze transformator komt in aftakking op de 380 kV verbinding tussen Van Eyck en Gramme. Het aftakpunt komt in Zutendaal en van daar gaat een 380 kV lijn richting de site van André Dumont. Vanuit André Dumont zal de transformator via een directe verbinding op 150 kV zijn vermogen injecteren naar het onderstation Langerlo, eveneens te Genk. Deze projecten zijn momenteel in uitvoering.

6.5.2. Limburg-Kempen

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 deze regio te verzekeren, een uitbouw van het 380 kV onderstation te Meerhout tot een volwaardig 2-railsstation met koppeling aangewezen is. De uitbouw van dit onderstation is eveneens noodzakelijk indien men ooit het tweede 380 kV draadstel op de bestaande verbinding tussen Massenhoven en Meerhout en verder tot Van Eyck wil plaatsen. Bovendien is er op lange termijn mogelijk nood aan een bijkomende 380/150 kV transformator in de regio (bv. een tweede transformator op de site André Dumont). Deze noodzaak is echter sterk afhankelijk van het verdwijnen of verminderen van centrale productiecapaciteit op 150 kV en de komst van nieuwe eenheden op 380 kV. Ook de evolutie van de internationale fluxen op het 380 kV net speelt hier een bepalende rol.

6.5.3. Hernieuwbare energie en decentrale productie

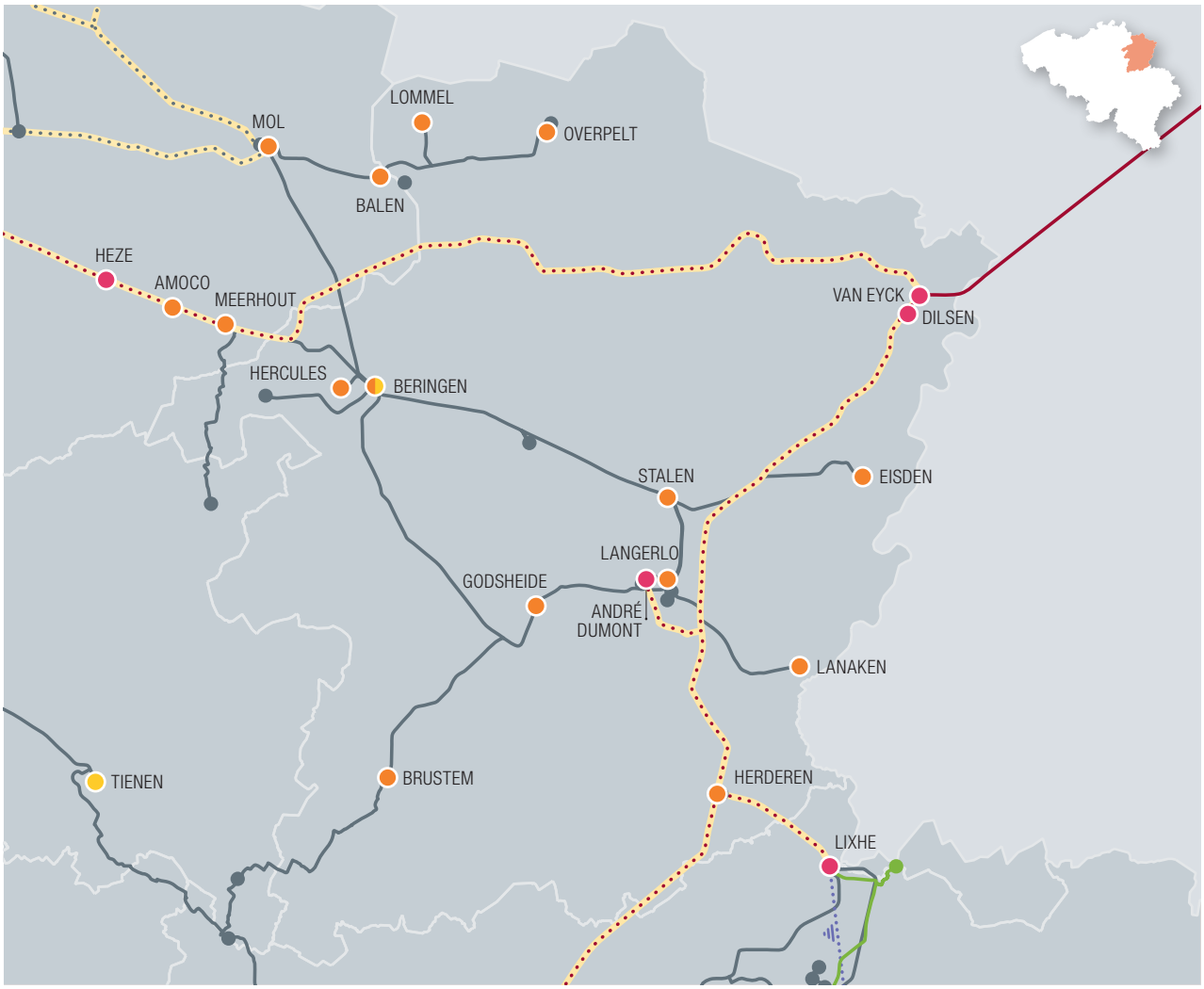
De aanwezigheid van decentrale productie in en rond Tessenderlo vraagt op lange termijn een bijkomende injectie vanuit het 150 kV net naar 70 kV. Daarnaast zal deze bijkomende 150/70 kV transformatie te Tessenderlo ook toelaten om het 70 kV net richting Mol af te bouwen. De huidige voorziene oplossing bestaat uit een verlenging van het 150 kV net vanuit het onderstation Hercules (eveneens te Tessenderlo) en een nieuwe 150/70 kV transformator te Tessenderlo Industriepark. De effectieve realisatie zal getriggerd worden door de komst van een grote hoeveelheid decentrale productie of op zeer lange termijn door de veroudering van omliggende 70 kV infrastructuur.

6.5.4. Vervangingsprojecten

In het zuiden van de provincie Limburg en op de grens met Vlaams-Brabant is een aantal 70 kV lijnen toe aan vervanging. Het gaat om de verbinding tussen Tienen, Landen en Sint-Truiden en de verbinding tussen Sint-Truiden, Borgloon en Tongeren, die doorloopt tot Vottem in de provincie Luik. Momenteel wordt onderzocht of een overgang naar 150 kV hier opportuun is vanuit technisch-economisch standpunt. Indien de 70 kV optie wordt weerhouden, zullen er slechts beperkt wijzigingen zijn aan de huidige structuur. Indien een upgrade naar 150 kV wordt weerhouden, zal de structuur van het net hier wijzigen, o.a. door de uitbouw van een reeks 150 kV onderstations met bijbehorende transformatie naar middenspanning. Tussenoplossingen die een deel op 70 kV behouden en een deel ombouwen naar 150 kV, zijn ook mogelijk.

Verder zijn belangrijke vervangingsprojecten lopende of voorzien in de onderstations van Balen, Beringen, Brustem, Eisden, Godsheide, Herderen, Hercules, Lanaken, Overpelt, Langerlo, Lommel en Stalen.

6.5.5. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.4: Overzichtskaart projecten provincie Limburg (legende zie p. 182)

6.6. Provincie Luik

6.6.1. De Oostlus en de hub van Brume

Sinds enkele jaren wordt de zogenaamde zone 'Oostlus'[94] gekenmerkt door een sterke ontwikkeling van projecten aangaande decentrale elektriciteitsproductie. Deze zone van het lokale transmissienet bereikt dan ook stilaan haar verzadigingspunt.

De versterking van het net is in verschillende fasen voorzien: de eerste fase bestaat uit een upgrade van de lijnen Bévercé-Stephanshof-Amel en Stephanshof-Butgenbach, zodat uitbating op 110 kV mogelijk wordt. Deze verbindingen zullen in een eerste fase op 70 kV worden geëxploiteerd. Het onderstation Bévercé werd reeds vervangen op 110 kV. Het onderstation van Butgenbach zal op zijn beurt worden vervangen door een 110 kV onderstation in deze eerste fase.

De ter beschikking gestelde capaciteit na deze eerste versterkingsfase zal reeds opgebruikt zijn, gelet op de wachtlijst voor aansluitingen in deze zone. Een tweede versterkingsfase wordt nu reeds gepland. Zij bestaat enerzijds in de ontkoppeling van de 70 kV netten tussen de zone Luik en de zone ten oosten van Sankt-Vith – Malmedy en anderzijds in de exploitatie op 110 kV vanaf dit stadium van een draadstel tussen Brume en Butgenbach.

Deze tweede fase wordt verwezenlijkt door de volgende projecten:

- buiten spanning stellen van de 70 kV lijn tussen de onderstations Bévercé en Soiron;
- exploitatie van het 70 kV onderstation Heid-de-Goreux met gescheiden railstellen om de overbelasting van de 70 kV lijn naar Comblain te vermijden;
- vervanging van de lijn Bévercé – Bronrome – Trois-Ponts door een lijn met twee draadstellen op een spanningsniveau van 110 kV;
- ontbundelen van de draadstellen van de lijn Trois-Ponts – Brume (lijn geëxploiteerd op 70 kV, maar voorzien voor een spanningsniveau van 220 kV);
- installatie van een nieuwe 380/110 kV injectietransformator in Brume;
- vervanging van een 70/15 kV transformator door een 110/15 kV transformator in het onderstation Bévercé en opsplitsing van het onderstation in een deel dat op 110 kV en een ander deel dat op 70 kV wordt geëxploiteerd;
- vervanging van een 70/15 kV transformator door een 110/15 kV transformator in het onderstation Butgenbach.

Deze verschillende projecten kunnen echter pas in dienst worden gesteld op voorwaarde dat ze, net zoals voor de eerste fase, worden aanvaard door de overheid en de omwonenden in het kader van de vergunningsprocedures.

Indien decentrale productie-eenheden in het onderstation van Amel zouden moeten worden aangesloten, zou de vandaag geplande 110 kV antenne tot aan dit onderstation kunnen worden verlengd om aansluitingsmogelijkheden te creëren. Dit vereist de vervanging van een 70/15 kV transformator door een 110/15 kV transformator, alsook de vervanging van de middenspanningscabine in Amel.

Er worden bijkomende versterkingsfases overwogen betreffende de 70 kV lijnen tussen Amel en Sankt-Vith. Deze en verdere versterkingen (bv. ter hoogte van de lijn Sankt-Vith en Cierreux of de lijn tussen Bronrome en Heid-de-Goreux) kunnen eventueel gepaard gaan met een geleidelijke overschakeling op 110 kV in bepaalde onderstations.

Parallel met de hiervoor beschreven versterkingsprojecten van de Oostlus zou een andere investeringspiste de ontwikkeling van een aansluitingscapaciteit rondom het onderstation Brume mogelijk maken. Deze piste bestaat in de installatie van een 36 kV cabine en een 380/110 kV transformator van 300 MVA in het onderstation van Brume. Die transformator zou in een eerste fase op 380/36 kV worden geëxploiteerd. De 36 kV cabine zou uitsluitend dienen voor de aansluiting van de geplande decentrale eenheden in de zone (hub-concept).

Tijdens de effectieve verwezenlijking van de tweede fase van de Oostlus zal de nieuwe transformator van het onderstation Brume op 380/110 kV worden geëxploiteerd, terwijl een nieuwe 110/36 kV transformator de 36 kV cabine zou voeden. Deze piste werd aanvankelijk in Mont-lez-Houffalize overwogen, maar de windprojecten zijn momenteel dichter bij Brume gelegen, waardoor de lokalisatie van de aan te leggen hub werd herzien.

Deze versterking zal worden uitgevoerd zodra de ontwikkelaars van projecten voor decentrale productie in de zone zich definitief engageren.

94 Deze zone dekt het oosten van grondgebied van Wallonië en omvat het noorden van de provincie Luxemburg en het zuiden van de provincie Luik.

6.6.2. Versterking van de transformatie naar middenspanning in Lixhe

De prognoses met betrekking tot de evolutie van het verbruik op 15 kV in Lixhe wijzen, wat het onderstation van Lixhe betreft, op de verzadiging op korte termijn van het transformatievermogen naar dit spanningsniveau. Een gemeenschappelijke studie met de betrokken distributienetbeheerders heeft aangetoond welke structuur vanuit technisch en economisch oogpunt de meest geschikte is voor dit onderstation. De 220/15 kV transformatie in dit onderstation werd versterkt door de installatie van een nieuwe 220/15 kV transformator.

Bij die gelegenheid werd het 220 kV onderstation Lixhe eveneens uitgerust met een dubbel railstel.

6.6.3. Herstructurering en aanleg van het 220 kV en 150 kV net rondom Luik en versterking van het onderliggende 70 kV net

In 2013-2014 werd een studie van de Luikse regio uitgevoerd. Op basis daarvan werd in overeenstemming met de betrokken distributienetbeheerder een langetermijnvisie uitgewerkt om de vervangings- en versterkingsnoden van de zone op te vangen. Die noden zijn enerzijds het gevolg van de toename van het door de netgebruikers aangekondigde verbruik in het noorden van de stad en anderzijds van de sluiting van een aantal productie-eenheden in de regio.

Momenteel wordt de stad Luik nagenoeg volledig omringd door een 220 kV net dat naast een 150 kV net bestaat. Het zuiden en het oosten van de stad Luik worden op 220 kV gevoed via onderstations als Rimière, Seraing, Jupille en Lixhe. In het noordwesten van de stad bevoorraadt de 150 kV lijn Awirs-Lixhe het 70 kV onderstation Bressoux.

Het 220 kV net is krachtiger dan het 150 kV net, waardoor een structureel onevenwicht ontstaat tussen de 220/70 kV transformatie en de 150/70 kV transformatie. Om dit onevenwicht te vermijden, wordt het 70 kV net dat door 220 kV transformatie wordt gevoed, gescheiden geëxploiteerd van het 70 kV net dat door 150 kV transformatie wordt gevoed.

Hoewel het in de nabijheid van dit 150 kV net is gelegen, wordt het onderstation Ans in het noorden gevoed door het 220 kV onderstation Jupille ten zuiden van de stad. Het net bevindt zich dus in een situatie waarbij het zuiden van de stad de belasting van het noorden voedt via het 70 kV net. Deze energietransmissie op 70 kV zal te omvangrijk worden voor de bestaande infrastructuur, zowel voor de 220/70 kV transformatoren als voor de 70 kV lijnen.

De in het verleden gekozen oplossing bestond erin de 150 kV lijn Awirs-Lixhe op 220 kV te brengen, samen met de installatie van een 220/70 kV transformator in Vottem. Deze visie is nu bijgesteld om de bestaande infrastructuur maximaal te benutten en het technisch-economisch optimum te vinden. Ze stelt de ontkoppeling voorop van het Luikse 70 kV deelnet in twee afzonderlijke deelnetten:

- het noordelijke deelnet zal op termijn worden gevoed via vijf 150/70 kV transformatoren (een in Hannut, een in Awirs, twee in Ans en een in Lixhe);
- het zuidelijke deelnet zal op termijn worden gevoed via drie 220/70/70 kV transformatoren (een in Rimière, een in Sart-Tilman en een in Seraing).

Om tot deze configuratie te komen, moeten meerdere deelnetten worden geherstructureerd:

- deelnet Ans-Glain: opening van een 150 kV onderstation in Ans, installatie van twee nieuwe 150/15 kV transformatoren in Ans en sluiting van het 70 kV onderstation Glain;
- deelnet Bressoux-Ans: sluiting van het 70 kV onderstation Bressoux, wederindienststelling van de 70 kV lijn Ans-Vottem, verplaatsing van de 150/70 kV transformator van Bressoux naar Ans en op langere termijn installatie van een tweede transformator in Ans. Er worden bretellerings- en debretelleringswerken gepland op de 150 kV lijnen ter hoogte van Vottem en Lixhe;
- deelnet Jupille-Angleur: verplaatsing van de 220/70/70 kV transformator van Jupille naar Sart-Tilman met een aan te leggen 220 kV verbinding, ontmanteling van de 70 kV onderstations Jupille en Romsée. De 220/70 kV transformator van Romsée heeft de geest gegeven in maart 2015 en moet dus worden verwijderd. Om dit probleem op te lossen, wordt de defecte transformator vervangen door de 220/70 kV reservetransformator van Rimière. In 2019 zal deze transformator worden verplaatst naar het onderstation van Seraing, om te voorzien in de behoeften van een industriële klant terwijl Elia de tweede uitgang van de bestaande 220/70/70 kV transformator in het onderstation van Seraing zal recupereren om te voorzien in de behoeften van het net;
- er wordt ook een nieuwe 220/70 kV reservetransformator aangekocht en opgeslagen in Rimière;
- installatie van een nieuwe 220/150 kV transformator in Jupille om een 150 kV injectie naar Bressoux te garanderen. De 150 kV verbindingsgeleiders tussen Jupille en Bressoux worden dan ook vervangen;
- onderstation Awirs 150 kV: installatie op termijn van een 150/70 kV transformator;
- station Hannut 150 kV: bouw van een nieuw 150 kV onderstation in Hannut en installatie van een 150/70 kV transformator van 90 MVA;

Daar komt nog bij dat het onderstation van Clermont-sous-Huy en de bijbehorende 150/70 kV transformator kunnen worden ontmanteld.

6.6.4. Evolutie van de regio van Eupen en Battice

Door de voortdurende stijging van het verbruik in de regio van Eupen raakte het 70 kV net dat de regio voedde verzadigd. Om dit op te vangen, had Elia een oplossing uitgewerkt om het net van de zone te versterken:

- plaatsing van een nieuwe 150 kV kabel tussen Lixhe en Battice, met verlenging tot Eupen door de exploitatie van het tweede draadstel van de lijn Battice-Eupen op te trekken van 70 kV naar 150 kV.
- injectie door de 150/70/15 kV transformator die reeds in het onderstation van Eupen was geïnstalleerd.

De dalende tendens van de verbruiksprognoses in het oosten van de provincie Luik heeft aanleiding gegeven tot nieuwe loadflowevaluaties voor deze zone van het net. In dit verband werd de verzadiging van dit net – de voornaamste beweegredenen voor de plannen om de 150 kV as Lixhe-Battice-Eupen te versterken – vertraagd ten opzichte van de planning die oorspronkelijk was voorzien.

Door de veroudering van de installaties kan het project echter niet langer worden uitgesteld. Niettemin wordt een nieuwe technische oplossing voorgesteld naar aanleiding van de moeilijkheden die werden ondervonden bij het verkrijgen van de vergunningen.

De verbinding tussen Lixhe en Battice zal voortaan uit twee delen bestaan:

- het eerste, tussen Lixhe en Bellaire, bovengronds. Daarvoor zal de bestaande 150 kV lijn tussen Lixhe en Bressoux worden gebruikt. Deze lijn zal niet meer tot in het 150 kV onderstation Bressoux reiken;
- het tweede deel bestaat uit een nieuwe ondergrondse 150 kV kabel tussen Bellaire en Battice. In Bellaire zal een kabel/lijn-overgangspost worden gebouwd.

Zoals eerder beschreven zal de verbinding worden verlengd tot in Eupen, meer bepaald door de overgang naar 150 kV van een tweede draadstel van de lijn Battice-Eupen, die momenteel op 70 kV wordt geëxploiteerd en door het gebruik van de bestaande 150/70/15 kV transformator in Eupen.

Zodra de 150 kV verbinding Lixhe-Battice-Eupen in dienst is gesteld, zal het beleid van rechtstreekse voeding van het middenspanningsnet vanaf het 150 kV net worden uitgevoerd door de installatie van een nieuwe 150/15 kV transformator in Battice, in aftakking op de betreffende verbinding. De tweede voeding van de middenspanningscabine zal worden verzekerd via een nieuwe 70/6 kV transformator.

Naar aanleiding van deze werken zal de 70 kV lijn Bressoux-Battice kunnen worden ontmanteld tussen de masten P8 en P112, alsook het deel van de 70 kV lijn tussen Garnstock en Eupen (1,2 km).

6.6.5. Gebruik van de lijn op 150 kV tussen Gramme en Rimière in het lokale 70 kV transmissienet

Als gevolg van de voorspelde toename van het verbruik in de zone dient het 70 kV net van Haspengouw te worden versterkt. Dit net verbindt de onderstations van Fooz, Saives, Croix-Chabot, Les Spagnes, Ampsin en Abee-Scry met elkaar. Vanuit deze invalshoek bestond de aanvankelijk geplande investering uit de installatie van een 150/70 kV transformator in het onderstation van Ampsin.

Vandaag wordt deze piste verlaten ten voordele van een oplossing die maximaal gebruik maakt van de bestaande infrastructuur. De 150 kV lijn tussen de onderstations van Gramme en Rimière zal in het lokale 70 kV transmissienet worden ingezet, in combinatie met de bestaande 70 kV lijn tussen Abée-Scry en Ampsin. Deze dubbele oplossing zal het mogelijk maken om twee 70 kV assen te creëren: tussen Abée-Scry en Rimière enerzijds en tussen Ampsin en Rimière anderzijds.

6.6.6. Herstructurering van de regio Seraing - Ougrée

Naar aanleiding van de vervangingsnoden in het onderstation Ougrée enerzijds en de nieuwe aansluitingsaanvragen ter hoogte van de distributie in de omgeving van het onderstation Seraing anderzijds werd de netstructuur herzien in overleg met de betrokken distributienetbeheerder en een belangrijke industriële klant van die zone.

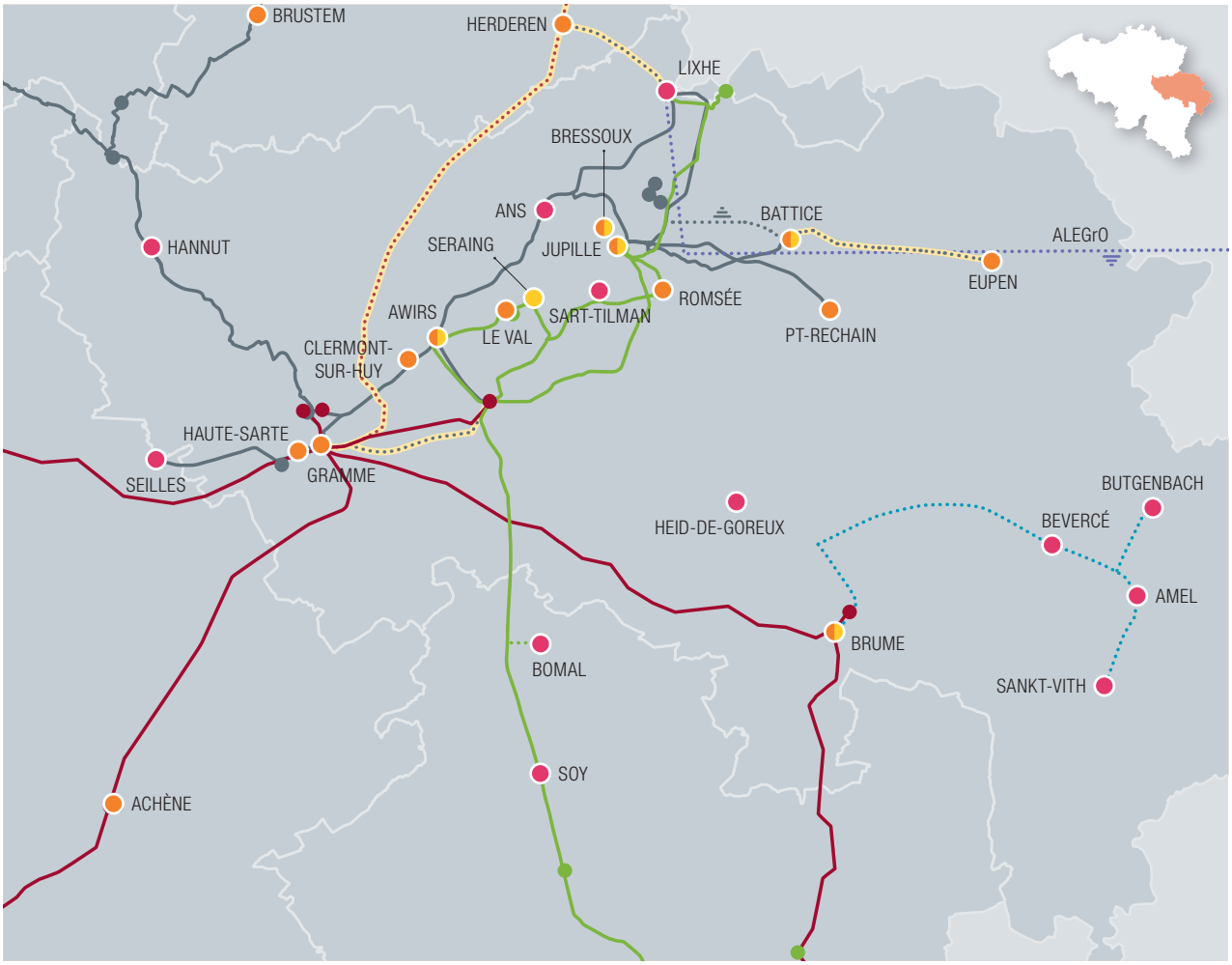
Er werd beslist om het 70 kV en 6 kV onderstation Ougrée volledig te ontmantelen en in Seraing een nieuwe 15 kV distributiecabine te openen, die via twee nieuwe 220/15 kV transformatoren wordt gevoed.

6.6.7. Vervangingsprojecten

Ter aanvulling worden de volgende vervangingen, los van structuurveranderingen, overwogen:

- Awirs 150 kV: volledige vernieuwing van de hoog- en laagspanningsuitrusting;
- Petit-Rechain 150 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting;
- Leval 220 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting;
- Brume: installatie van twee nieuwe 110 kV/middenspannings- en 70 kV/middenspanningstransformatoren, waardoor op termijn het 70 kV onderstation Trois-Ponts kan worden ontmanteld;
- Brume: de laagspanning wordt volledig vernieuwd in de 380 kV en 220 kV onderstation en enkele hoogspanningsuitrustingen worden vervangen;
- Heid-de-Goreux: het 70 kV onderstation wordt vervangen door een nieuw onderstation met een spanningsniveau van 110 kV (evolutie naar een configuratie met twee transformatoren in aftakking);
- Romsée 220 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting;
- Jupille 220 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting;
- Lixhe 150 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting;
- Eupen 150 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting en enkele hoogspanningsuitrustingen;
- Bressoux 150 kV: vervangingen van laagspanningsuitrusting en installatie van een 150/11/6 kV transformator ter vervanging van de verouderde 70/15 kV transformatoren.

6.6.8. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.5: Overzichtskaart projecten provincie Luik (legende zie p. 182)

6.7. Provincie Luxemburg

6.7.1. Zone Bomal-Soy

In de regio van Bomal-Soy is nood aan vervangingen in onderstations en aan verbindingen.

Om aan die behoeften te voldoen, is de volgende netstructuur gepland:

- in het onderstation van Soy: vervanging van het 70 kV onderstation door een 110 kV onderstation en versterking van de transformatie naar de middenspanning;
- in het onderstation van Bomal: vervanging van het 70 kV onderstation door een 110 kV onderstation.
- op langere termijn (na 2025):
  - aanleg van een 220 kV verbinding tussen de lijn 220.501 Villeroux-Rimière en het onderstation Bomal. Dankzij deze verbinding zal een 220/70 kV transformator kunnen worden geplaatst in Bomal en zal de 70 kV lijn Bomal-Comblain kunnen worden afgeschaft;
  - 220 kV onderstation Marcourt uitgerust met twee railstellen.

6.7.2. Orgéo-Ius

In het onderstation Villeroux werd een 220/70 kV transformator toegevoegd om de voeding van een nieuwe klant veilig te stellen.

De huidige langetermijnvisie voor de lus die de onderstations Villeroux, Orgéo, Hastière, Achêne en Marcourt met elkaar verbindt, omvat de geleidelijke invoering van 110 kV, te beginnen met de vervanging op 110 kV van de lijn Hastière-Pondrôme.

Wanneer de decentrale productie-eenheden in de buurt van Neufchâteau worden bevestigd, zal ook de aanleg van een nieuwe 110 kV kabel tussen de lijn Orgéo-Villeroux en het 70 kV onderstation van Neufchâteau worden overwogen.

6.7.3. Zuidlus

Om de problemen met hoge spanningen op 220 kV te verhelpen, zal een shuntreactor worden geïnstalleerd in het 220 kV onderstation Aubange.

Op lange termijn is in het onderstation Aubange de installatie van een tweede 220/15 kV transformator gepland, die opnieuw zal worden beoordeeld naargelang de evolutie van de behoeften.

Het 70 kV net van de provincie Luxemburg wordt vandaag gevoed door 220/70 kV transformatoren in de onderstations Villeroux, Marcourt, Heinsch en Aubange. Deze 220/70 kV productie kan in Marcourt en Saint-Mard of Heinsch worden versterkt indien het verbruik of de productie in de provincie zou toenemen volgens een uitgesproken langetermijntendens.

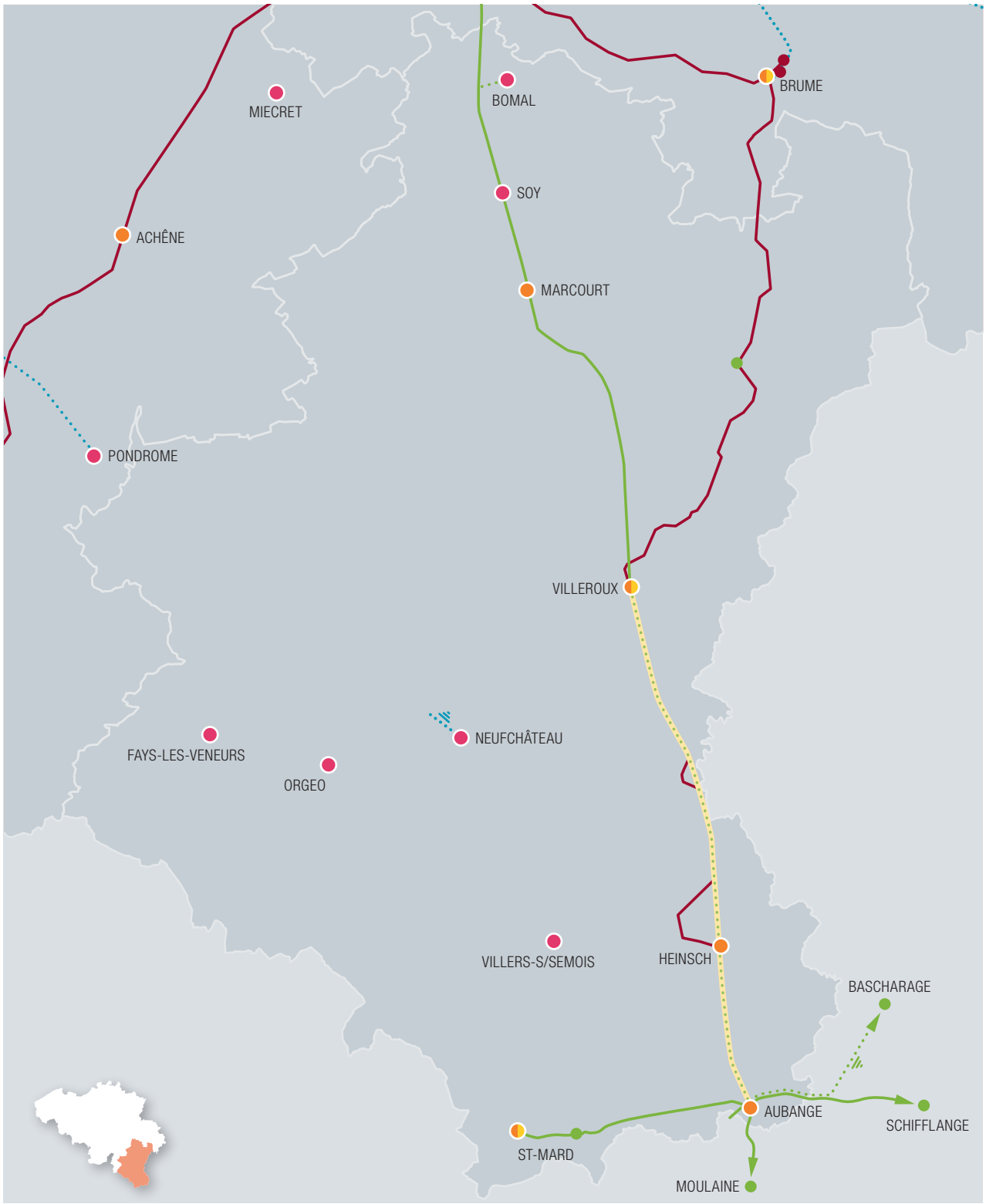
In overeenstemming met de langetermijnvisie voor de zone zal het 220 kV onderstation Heinsch worden uitgebreid met 380 kV uitrustingen wanneer een nieuwe klant wordt aangesloten.

6.7.4. Vervangingsprojecten

Ter aanvulling worden de volgende vervangingen, los van structuurveranderingen, overwogen:

- in de volgende onderstations worden de bestaande uitrustingen vervangen door 110 kV uitrustingen en in een eerste fase op 70 kV uitgebaat: Villers-sur-Semois, Sankt-Vith, Fays-les-Veneurs, Orgéo en Neufchâteau;
- Aubange: de beveiligingen van de 380-, 220- en 70 kV onderstations worden aangepast of vervangen, en de hoogspanningsuitrustingen worden vervangen in het 220 kV onderstation. Het 150 kV onderstation zal worden ontmanteld;
- Villeroux: de laagspanning wordt volledig vernieuwd in het 220 kV onderstation en enkele hoogspanningsuitrustingen worden vervangen;
- Saint-Mard: het 70 kV onderstation en de 70/15 kV transformator worden ontmanteld. Deze 70/15 kV transformator zal worden vervangen door een nieuwe 220/15 kV transformator. De laagspanning van het 220 kV onderstation wordt vervangen;
- ook de funderingen van de 220 kV lijn Villeroux-Aubange zullen worden versterkt (een eerste deel in 2016 en een tweede deel in 2020).

6.7.5. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.6: Overzichtskaart projecten provincie Luxemburg (legende zie p. 182)

6.8. Provincie Namen

6.8.1. Rode draden en belangrijke projecten

De netten in de provincies Namen en Luxemburg werden in het verleden voornamelijk op 70 kV ontwikkeld. Het spanningsniveau 150 kV komt er weinig voor. In de provincies Luik en Henegouwen zijn de netten daarentegen op 70 kV gebaseerd, maar ook op 220 kV in de provincie Luik en op 150 kV in de provincie Henegouwen.

Hoewel de zone Henegouwen naar 150 kV evolueert, zal het net in de provincies Namen en Luxemburg naar het spanningsniveau 110 kV evolueren.

De zone Namen is tussen de zones Henegouwen en Luik gelegen. Aangezien deze twee laatste zones naar respectievelijk 150 kV en 220 kV zullen evolueren, moet de zone Namen van de twee andere worden losgekoppeld. Een langetermijnstudie moet worden uitgevoerd om de evolutie op middellange en lange termijn van het net in de provincie Namen te bepalen.

De volgende pistes worden momenteel overwogen en moeten door de langetermijnstudie worden bevestigd.

In het noordwesten bestaat de grens tussen het Naamse en Henegouwse net uit de onderstations Gembloux-Sauvenière en Leuze. Aangezien deze zone een sterk windpotentieel bezit, moet de onthaalproblematiek van decentrale productie worden geïntegreerd in de keuze van het spanningsniveau (150 kV naar Gouy of 110 kV naar Namen). Om de onthaalcapaciteit voor productie te optimaliseren, bestaat de huidige visie in:

- het versterken van de as Auvelais-Gembloux op het spanningsniveau 150 kV;
- het ontkoppelen van de onderstations Gembloux en Sauvenière de Leuze door de wederopbouw van de verbinding Gembloux – Leuze niet te voorzien. Leuze zou dan aan de zone Namen worden gekoppeld en naar 110 kV evolueren;
- het overhevelen van de stromen van Gembloux en Sauvenière naar de zone Gouy (hetgeen op termijn een exploitatie op 150 kV impliceert).

Meer bepaald wanneer de belasting in Les Isnes toeneemt, zal een tweede voeding moeten worden voorzien. De huidige piste bestaat in de plaatsing van een transformator in antenne vanuit Leuze met een spanningsniveau van 110 kV.

In het zuidwesten staat het onderstation Romedenne op de grens tussen de zones Neuville (Henegouwen) en Hastière (Namen). De huidige visie bestaat erin de zones Namen en Henegouwen op dit niveau los te koppelen.

In het noordoosten bevindt de grens met het westen van de zone Luik zich ter hoogte van het onderstation Statte, tussen Ampsin (Luik) en Seilles (Namen). Momenteel worden deze onderstations gevoed in hoofdvoeding via Seilles (Namen) en in hulpvoeding via Luik.

De zone Namen wordt in het noordoosten gevoed door een 150/70 kV transformator in Seilles, die aangesloten is op het onderstation van Gramme (Hoei). De toekomst van dit injectiepunt moet nog worden onderzocht en zal afhangen van de toekomst van het 150 kV onderstation Gramme, die gelinkt is aan de evolutie van de zone Luik en aan de toekomst van de kerncentrale van Tihange. Voor Seilles zijn verschillende opties mogelijk. Indien het onderstation wordt ontmanteld, dan zal een 380/70 kV transformator moeten worden toegevoegd om het 70 kV net van Namen te ondersteunen.

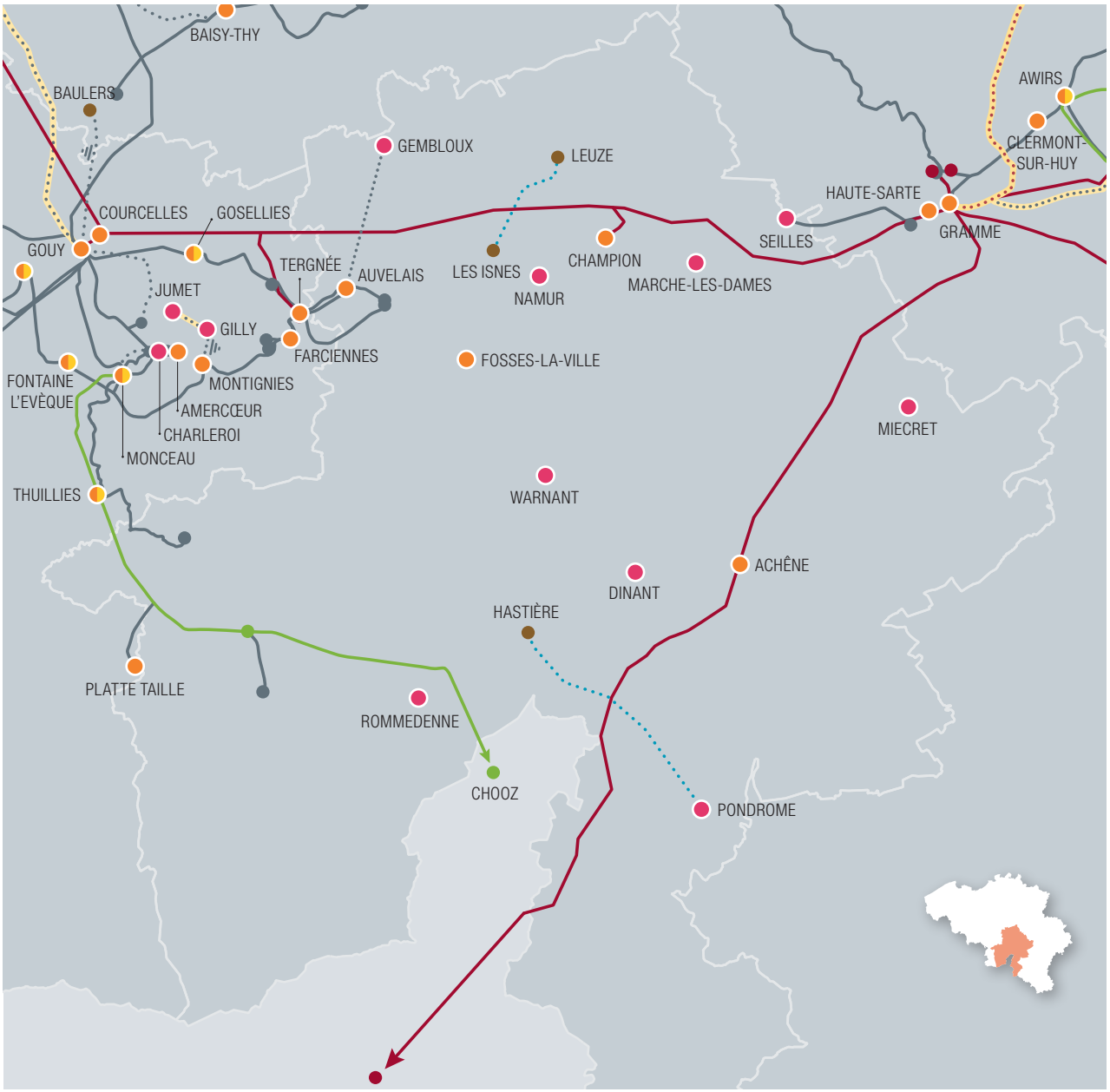
In het zuidoosten evolueert de zone van Villeroux eveneens naar 110 kV en zijn geen bijzondere maatregelen vereist ten opzichte van de zone Namen, aangezien beide zones niet moeten worden ontkoppeld.

6.8.2. Vervangingsprojecten

De periode 2015-2025 omvat diverse vervangingsprojecten die losstaan van structuurwijzigingen:

- de verbinding Hastière-Pondrôme moet van nieuwe masten en geleiders worden voorzien. Deze verbinding zal worden vernieuwd op een spanningsniveau van 110 kV met twee draadstellen, hetzij op hetzelfde tracé, hetzij door middel van een 110 kV kabel. Momenteel wordt de te kiezen oplossing onderzocht;
- de volgende 70 kV onderstations, alsook bepaalde transformatoren waarmee ze zijn uitgerust, worden momenteel vervangen of zullen volledig worden vervangen door 110 kV uitrustingen, maar zullen in een eerste fase op 70 kV worden geëxploiteerd: Marche-les-Dames, Namen, Pondrôme, Dinant, Fosses-la-Ville, Romedenne, Seilles, Miécret, Warnant;
- de laagspanning van het 380 kV onderstation Champion zal worden vernieuwd;
- de laagspanning alsook bepaalde specifieke hoogspanningsuitrustingen van het 380 kV onderstation Achêne zullen worden vernieuwd;
- de laagspanning van het 150 kV onderstation Haute-Sarte moet worden vernieuwd;
- de laagspanning van het 150 kV onderstation Auvelais moet worden vernieuwd;
- de laagspanning alsook bepaalde specifieke hoogspanningsuitrustingen van het 380/150 kV onderstation Gramme zullen worden vervangen;
- de 70 kV lijn tussen de onderstations van Auvelais en Gembloux wordt opnieuw opgebouwd met een spanningsniveau van 150 kV en twee gebundelde draadstellen voor exploitatie op 70 kV.

6.8.3. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.7: Overzichtskaart projecten provincie Namen (legende zie p. 182)

6.9. Provincie Oost-Vlaanderen

6.9.1. Projecten gelinkt aan de backbone

Deze regio wordt gekenmerkt door verschillende projecten die kaderen in de versterking van de backbone (zie hoofdstuk 5 voor meer toelichting).

Het STEVIN-project, dat voorziet in de uitbreiding van het 380 kV net tot aan de kust, is het belangrijkste project met betrekking tot de backbone in deze regio. In het kader hiervan is in Zomergem een nieuw 380 kV onderstation (Horta) opgericht op het kruispunt van de lijnen vanuit Doel/Mercator naar Avelgem en de lijn naar Eeklo Noord.

In het kader van het openen van de 150 kV netten in de provincies Oost- en West-Vlaanderen dienen er in deze regio een aantal werken uitgevoerd te worden. Het 'openen van de netten' verwijst naar het opsplitsen van het 150 kV net in kleinere deelnetten met als doel de transitfluxen tussen de verschillende regio's beter te beheersen en het kortsluitvermogen in bepaalde onderstations te beperken. Bijkomende studies dienen deze oplossingen te bevestigen. Het betreft de installatie van een bijkomende 380/150 kV transformator in Rodenhuize, de realisatie van een herconfiguratie van de luchtlijnen rond Heimolen en de opening van de netten in Nieuwe Vaart en Heimolen. De tweede 380/150 kV injectie in Rodenhuize is eveneens nodig indien er bijkomende centrale productie-eenheden op 150 kV aangesloten zouden worden.

Naast deze projecten die kaderen in de versterking van de backbone zijn er ook nog andere projecten in de regio Oost-Vlaanderen die hieronder worden besproken.

6.9.2. Eeklo

Zowel de 150/36 kV transformatie in Eeklo Pokmoer als de verschillende 36/12 kV onderstations, zoals Adegem, Eeklo Nijverheidskaai en Eeklo Zuidmoer raken verzadigd en dit zowel voor belasting als voor injectie. Een algemene oplossing rekening houdend met de belastingsvooruitzichten en het potentieel aan decentrale productie in de regio dringt zich op. Voor de regio Eeklo-Maldegem speelt de provincie Oost-Vlaanderen een voortrekkersrol. De provincie ontving een goedkeuring voor haar planprocessen voor de invulling van de zone Eeklo-Maldegem.

Elia en de distributienetbeheerder hebben een gemeenschappelijke studie uitgevoerd om de technisch-economisch beste oplossing te bepalen, rekening houdend met de noden in de regio. Het resultaat van deze studie omvat twee ontwikkelingen te Eeklo Noord. Enerzijds de oprichting van een 36 kV hub via een bijkomende 150/36 kV transformator van 125 MVA voor de aansluiting van de decentrale productie. Anderzijds de oprichting van een nieuw injectiepunt naar middenspanning via twee nieuwe 150/12 kV transformatoren van 50 MVA voor de aansluiting van bijkomende belasting en de ontlasting van de bestaande onderstations in de regio Eeklo. De realisatie van beide projecten is reeds ver gevorderd.

6.9.3. Haven van Gent

Gezien de ouderdom van verschillende 36 kV onderstations in de haven van Gent en de ouderdom van de transformatoren naar middenspanning in Sadacem is er een studie uitgevoerd teneinde de optimale netstructuur te bepalen voor de haven van Gent op korte en lange termijn.

Een aangewezen netstructuur wordt bekomen door het verplaatsen van de 150/36 kV transformator van Sadacem (Evergem) naar het onderstation van Rechteroever. Het onderstation te Sadacem wordt volledig verlaten. De 150/36 kV transformator zal in Rechteroever aangesloten worden op een 150 kV verbinding vanuit Langerbrugge. Deze verbinding wordt gerealiseerd door de upgrade van de 70 kV lijn naar 150 kV vanuit Langerbrugge richting Rechteroever die verder verlengd wordt in kabel tot in het onderstation Rechteroever.

Deze structuur biedt de meeste toekomstmogelijkheden voor enerzijds het onthaal van decentrale productie op de linker- en rechteroever van de haven en anderzijds de aansluiting van bijkomende belasting op de rechteroever van de haven.

Op linkeroever wordt er, in het kader van potentieel aan decentrale productie, en omwille van de voorziene ontwikkelingen op het Kluizendok, ook gedacht aan de creatie van een injectiepunt naar 12 kV en/of 36 kV via de oprichting van een nieuw onderstation. Dit onderstation zou aangesloten worden op de 150 kV lijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuize. Op dit moment wordt de realisatie van dit onderstation voorzien op middellange termijn.

6.9.4. Gent Centrum

Een netstudie in het kader van de vernieuwing van Nieuwe Vaart heeft aangetoond dat de beste oplossing voor de zone Ham – Nieuwe Vaart de overdracht is van een gedeelte van de belasting van 36 kV naar 150 kV, gecombineerd met een bijkomende 150/36 kV transformator in Ham. Deze laatste zal één van de bestaande 150/36 kV transformatoren in Nieuwe Vaart vervangen. De bijkomende 150/36 kV injectie in Ham, die ondertussen geïnstalleerd is, zorgt ervoor dat deze injectie dichter bij het zwaartepunt van de belasting gebeurt en meer naar het centrum van Gent. De ontlasting van het 36 kV net wordt bekomen via de in 2014 geïnstalleerde 150/12 kV transformator in Nieuwe Vaart. De overdracht van de belasting naar 150 kV in Ham werd reeds in 2009 gerealiseerd. De werken in Nieuwe Vaart zijn lopende.

In het kader van een herontwikkeling rond de Oude Dokken werd gevraagd een gedeelte van de 150 kV lijn tussen Ringvaart en Ham ondergronds te brengen.

Door de toename van de belasting in de omgeving van Sint-Denijs-Westrem en Sint-Martens-Latem dringt de versterking van de voeding in het deelnet Drongen zich op. De huidige voorziene oplossing bestaat uit de vervanging van de bestaande 150/36 kV transformator in Drongen door een nieuwe 125 MVA-transformator samen met de integratie van de deelnetten Flora en Drongen. Op lange termijn kan de installatie van een bijkomende 150/36 kV transformator noodzakelijk zijn.

Te Flora wordt een geluidsanering doorgevoerd teneinde het geluidsniveau van de 150/36 kV transformatoren binnen de normen te houden.

6.9.5. Sint-Niklaas - Temse – Hamme

De vroegere 70 kV as tussen Schelle en Langerbrugge bereikt zijn einde levensduur. Voor het gedeelte tussen Langerbrugge en Lokeren werd reeds een oplossing op 150 kV uitgewerkt. Het onderstation Temse werd in tussentijd reeds verlaten en hiervoor werd begin jaren 2000 een nieuwe injectie naar middenspanning vanuit het 150 kV net in Walgoed opgericht. In de komende jaren bereiken ook de 70 kV installaties in Sint-Niklaas en Hamme hun einde levensduur, evenals de lijnen die reservevoeding van deze onderstations voorzien. Ook voor deze onderstations zal een oplossing gezocht worden op 150 kV. Voor Hamme wordt onderzocht of de voeding hernomen kan worden via het 36 kV net. Voor Sint-Niklaas wordt een tweede voeding vanuit het 150 kV net voorzien via de uitbating van een tweede draadstel op 150 kV en de installatie van een tweede 150/10 kV transformator.

Dit zal het mogelijk maken om het volledige 70 kV net vanuit Schelle richting Gent (meer bepaald Temse/Sint-Niklaas/Hamme) te verlaten.

6.9.6. Aalst - Dendermonde

De 70 kV lijn tussen Baasrode en Sint-Gillis-Dendermonde evenals de 70 kV installaties in Sint-Gillis-Dendermonde zijn op middellange termijn aan vervanging toe. Ter vervanging van deze lijn wordt gedacht aan de oprichting van een 150 kV onderstation in Sint-Gillis-Dendermonde waarbij de belasting volledig vanuit het 150 kV net wordt gevoed, in plaats van in reserve via het 70 kV net.

In het kader van de belastingsstijging in de regio rond Aalst wordt er nagedacht over de installatie van een tweede 150/70 kV transformator in Aalst op langere termijn.

6.9.7. Hernieuwbare en decentrale productie

In Ketenisse wordt in het kader van het BRABO-project een volledig 150 kV onderstation opgericht. Tegelijkertijd zullen hier de 150/36 kV transformatoren van 65 MVA vervangen worden door transformatoren van 125 MVA om vooral de aansluiting van decentrale productie mogelijk te maken.

In Beveren-Waas werden aansluitingsmogelijkheden voor decentrale productie gerealiseerd door de installatie van een 150/30 kV transformator van 110 MVA. Eenzelfde oplossing werd gerealiseerd in Lokeren voor de aansluiting van bijkomende windclusters.

6.9.8. Vervangingsprojecten

Verder zijn in een reeks onderstations pure 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, Langerbrugge, Rodenhuize, Ruien, Heimolen, Nieuwe Vaart, Sint-Pauwels, Flora, Drongen, Aalst (70 kV en 150 kV), Aalst Noord (enkel laagspanning), Aalter (enkel laagspanning), Eeklo Noord, Eeklo Pokmoer, Ruien, Wortegem en Zele Industrie.

Tot slot is ook de vervanging van de 150 kV lijn tussen Langerbrugge en Eeklo Pokmoer voorzien. De uiteindelijke oplossing wordt bestudeerd waarbij voorlopig wordt uitgegaan van een vervanging van de volledige lijn door een nieuwe lijn.

6.9.9. Waaslandhaven

In het kader van de verdere ontwikkeling van de haven van Antwerpen is de start van de bouwwerken voor de creatie van het Saeftinghedok gepland vanaf eind 2017. Verschillende hoogspanningslijnen en pylonen bevinden zich in het projectgebied, waardoor een verplaatsing van deze lijnen noodzakelijk wordt, reeds vanaf de eerste bouwfase van het dok.

Op vraag van het Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen onderzoekt Elia verschillende verplaatsingsscenario's, zodoende een gepaste oplossing voor de betrokken lijntrajecten uit te werken:

- 2 lijntrajecten 380 kV tussen Doel en Mercator met elk twee 380 kV verbindingen;
- 1 lijntraject 150 kV tussen Ketenisse en Doel.

6.9.10. Overzichtskaart projecten

Figuur 6.8: Overzichtskaart projecten provincie Oost-Vlaanderen (legende zie p. 182)

6.10. Provincie Vlaams-Brabant

Het aantal projecten in deze sectie is beperkt doordat een groot deel van de regio gevoed wordt vanuit het bestaande 70 kV net, dat geen deel uitmaakt van het Federaal Ontwikkelingsplan.

6.10.1. Eizeringen en Kobbegem

Om tegemoet te komen aan de evolutie van het verbruik in deze zone en om de verouderde toestellen te vervangen, zullen de injecties naar middenspanning in Eizeringen en Kobbegem volledig gevoed worden vanuit 150 kV net.

6.10.2. Leuven

De regio Leuven, die momenteel gevoed wordt door een 70 kV net met injectie vanuit 150 kV in Wilsele en in Tienen, vraagt om bijkomende injectie om, vooral bij verlies van de dubbele voeding van Wilsele, het 70 kV net vanuit Tienen niet ontoelaatbaar te overbelasten. Hiertoe werd een hoogspanningsstation in Wijgmaal opgericht dat in de 150 kV lijn Verbrande Brug – Tienen is ingelust. Vanuit Wijgmaal wordt een ondergrondse 150 kV verbinding aangelegd naar het bestaande 70 kV onderstation te Gasthuisberg. In Gasthuisberg zal een bijkomende 150/70 kV transformator de voedingszekerheid van de regio Leuven verzekeren. Tegelijkertijd zal ook een 150/10 kV transformator de stijgende belasting op 10 kV (nu gevoed via 70/10 kV) opvangen.

6.10.3. Tienen – Sint-Truiden

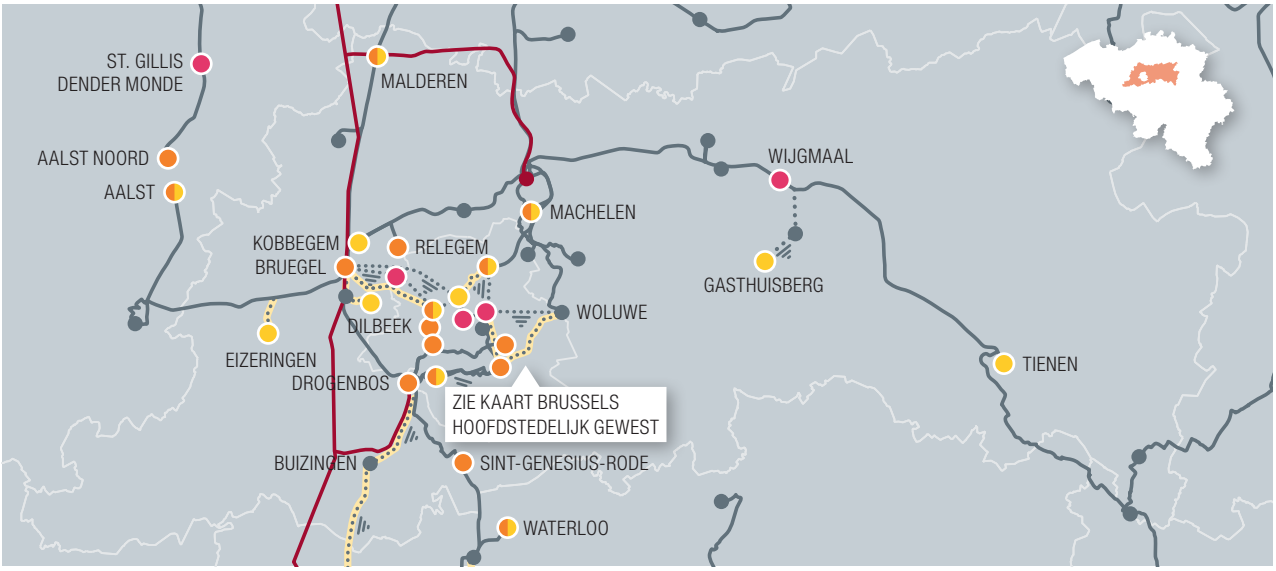
In de streek tussen Tienen en Sint-Truiden naderen enkele lijnen op 70 kV ook hun einde levensduur. Momenteel wordt bestudeerd in welke mate en volgens welke timing het 70 kV net hier zou kunnen afgebouwd worden ten voordele van het 150 kV net, of het toch optimaler zou zijn het 70 kV net, eventueel deels, te bestendigen. De huidige oplossing voorziet alvast in een bijkomende 150/70 kV transformator in Tienen, zodat mits een bijkomende 70 kV verbinding tussen Leuven en Heverlee een deel van de 70 kV luchtlijn van Heverlee naar Tienen kan verlaten worden.

6.10.4. Vervangingsprojecten

De periode 2015-2025 omvat ook diverse vervangingsprojecten die losstaan van structuurwijzigingen:

- vervanging van de laagspanning van het 150 kV onderstation Sint-Genesius-Rode;
- vervanging van de 150 kV verbinding tussen de onderstations van Bruegel en Dilbeek;
- vervanging van enkele hoogspanningsuitrustingen in de 150 kV en 380 kV onderstations van Bruegel, samen met twee polen van een 380/150 kV transformator;
- vervangingsproject te Diest;
- vervangingsproject te Malderen;
- AIS-velden integreren in het 150 kV GIS-onderstation in Drogenbos.

6.10.5. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.9: Overzichtskaart projecten provincie Vlaams-Brabant (legende zie p. 182)

6.11. Provincie West-Vlaanderen

Het noorden van deze regio wordt gekenmerkt door verschillende projecten die kaderen in de versterking van de backbone (zie hoofdstuk 5 voor meer toelichting).

6.11.1. Projecten gelinkt aan de backbone

Het STEVIN-project voorziet een uitbreiding van het 380 kV net tot aan de kust. Deze uitbreiding zal te Zeebrugge verbonden worden met het huidige 150 kV net via twee nieuwe 380/150 kV transformatoren. Na de realisatie van het STEVIN-project zal de bestaande 150 kV verbinding tussen Eeklo Pokmoer en Brugge Waggelwater afgebroken worden. Eveneens dienen in het kader van het STEVIN-project de lijnen tussen Brugge en Eeklo Noord ondergronds te worden gebracht.

In het kader van het versterken van de zuidgrens dient het onderstation Avelgem 380 kV geüpgraded te worden. Deze versterking is nodig omwille van de upgrade van de verbindingen met HTLS-geleiders.

In het kader van het openen van de 150 kV netten in de provincies Oost- en West-Vlaanderen dienen er in deze regio een aantal werken uitgevoerd te worden (zie ook sectie 6.9.1). Het 'openen van de netten' verwijst naar het opsplitsen van het 150 kV net in kleinere deelnetten met als doel de transitfluxen tussen de verschillende regio's beter te beheersen en het kortsluitvermogen in bepaalde onderstations te beperken. Bijkomende studies dienen deze oplossingen te bevestigen. Voor West-Vlaanderen wordt er gedacht aan een behoud van gesloten uitbating met de installatie van een dwarsregeltransformator op de verbinding tussen Koksijde en Slijkens.

Naast deze projecten die kaderen in de versterking van de backbone zijn er ook nog andere projecten in de provincie West-Vlaanderen, die hieronder worden besproken.

6.11.2. Shuntreactor in de kustregio

In Brugge Waggelwater is de installatie van een shuntreactor voorzien teneinde de spanningen in de kustregio beter te controleren en dit onafhankelijk van het centrale productiepark. Dit is nodig ten gevolge van de 150 kV kabels die recentelijk in deze regio werden geplaatst.

6.11.3. Regio Brugge-Zedelgem-Slijkens

In het onderstation Brugge Waggelwater werd een 150/11 kV transformator geïnstalleerd in het kader van de belastingsstijging in de regio van Brugge. Door de installatie van deze transformator wordt zowel een overbelasting op de 150/36 kV transformatoren van Brugge als van de 36/11 kV transformatoren in de regio rond Brugge vermeden.

De 150/36 kV transformatie in Zedelgem zal op termijn niet meer volstaan om de stijgende belasting te voeden. Daarom dient deze transformatie versterkt te worden. Op dit moment wordt uitgegaan van een versterking via een bijkomende 36 kV kabel tussen Brugge Waggelwater en Zedelgem gezien deze een ondersteuning vanuit Brugge mogelijk maakt. In het kader van een structurele versterking van deze zone wordt ook gedacht aan de oprichting van een 150 kV onderstation en de installatie van een bijkomende 150/36 kV transformator in Zedelgem. Een studie dient deze oplossing te bevestigen.

6.11.4. Plaatsing van Ampacimon-modules op de lijnen tussen Brugge-Langerbrugge-Nieuwe Vaart

Zowel de realiteit als de simulatieberekeningen tonen aan dat in bepaalde netconfiguraties en voor bepaalde situaties van belasting en productie, de lijnen tussen Brugge – Langerbrugge en Nieuwe Vaart hun theoretische uitbatingslimiet bereiken. Dit zowel in geval van een netincident als in normale nettoestand, maar dan bij extreme configuraties van productie en belasting.

De plaatsing van Ampacimon-modules, die de reële transportcapaciteit van deze lijnen monitoren, laat Elia toe deze lijn optimaal uit te baten in functie van de reële uitbatingslimieten. Dit laat toe bepaalde investeringen ter versterking van het net uit te stellen.

6.11.5. Lendelede Oost

Het oorspronkelijke hoogspanningsnet in deze regio werd in 70 kV uitgebouwd. In latere fase werd het net tussen de grotere onderstations verder in 150 kV uitgebouwd en kreeg het 70 kV net vaak een reserverol toebedeeld.

Door het mindere gebruik van 70/10 kV installaties kunnen de 150/70 kV transformaties ook verminderd worden – bij hun einde levensduur. Dit is van toepassing in Izegem.

Een andere historische realiteit in deze regio is de aanwezigheid van een 36 kV net, gevoed vanuit het 150/36 kV onderstation te Harelbeke - waar de centrale intussen is verdwenen. Gezien ook voor dit net de einde levensduur in zicht komt, wordt nog onderzocht of deze 150/36 kV transformatie elders kan gelokaliseerd worden, om de technisch-economisch optimale netstructuur te realiseren.

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, Moeskroen, Sint-Baafs-Vijve en voor de lijn Izegem - Ruien.

6.11.6. Westhoek

Het net in de regio Westhoek wordt geconfronteerd met een aantal uitdagingen:

- afnamecapaciteit in de distributienetten van Bas-Warneton en Ieper. In Bas-Warneton 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;
- spanningskwaliteit. Het uitgestrekte distributienet van Poperinge tot aan de Franse grens wordt vandaag bediend vanuit het koppelpunt Ieper, via distributielussen die tot 30 km lang zijn, met spanningsproblemen tot gevolg. Bas-Warneton wordt vandaag gevoed door twee lange 70 kV lijnen die bij de gestegen afname de spanning evenmin nog voldoende kunnen garanderen;
- einde levensduur van de installaties. Tal van 70 kV installaties zoals in Noordschote, Bas-Warneton, 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 tegemoet gekomen door de totaliteit van de 70 kV installaties in deze regio, zowel onderstations als verbindingen, op termijn volledig te ontmantelen. Dit resulteert in een vereenvoudiging, met als resultaat een structuur 150 kV die een rationele oplossing biedt aan de uitdagingen van de toekomst.

De nieuwe structuur is samengesteld uit:

- een nieuw 150 kV onderstation in Ieper, van waaruit met één nieuwe 150 kV kabel in een eerste fase en met een tweede 150 kV kabel in een tweede een nieuw 150/15 kV transformatiestation in Bas-Warneton gevoed wordt;
- één nieuwe 150 kV kabel een nieuw 150/15 kV transformatiestation in Poperinge Sappenleen (met back-up in eerste instantie via het distributienet) worden aangesloten;
- een nieuwe 150 kV verbinding Ieper - Noordschote - Koksijde waarop een nieuw 150/15 kV transformatiestation in Noordschote wordt aangesloten. Het definitieve tracé en uitvoering in lijn of kabel van deze verbinding moet nog bepaald worden.

Hiervoor is het nog nodig dat de bestaande hoogspanningslijn Ieper-Noord – Ieper wordt ontdubbeld naar twee draadstellen. In de latere fase worden bij het verlaten van de 70 kV installaties de 70/15 kV transformatoren in Ieper en Koksijde vervangen door 150/15 kV transformatoren. Afhankelijk van de te bevestigen noodzaak wordt ook nog de bestaande 150/15 kV transformator in Ieper vervangen.

6.11.7. Vervangingsprojecten

In de onderstations van Beveren, Brugge Waggelwater, Blauwe Toren, Ieper-Noord, Tielt, Pittem en Wevelgem zijn ook vervangingsprojecten voorzien. Op de verbinding Brugge-Slijkens is de versterking uitgesteld, de vervanging van de uitrusting is wel gepland. Op de verbindingen Deinze-Ruien en Moeskroen-Wevelgem is de vervanging van de geleiders voorzien en op de verbinding Ruien-Thieulain is een volledige retrofit gepland.

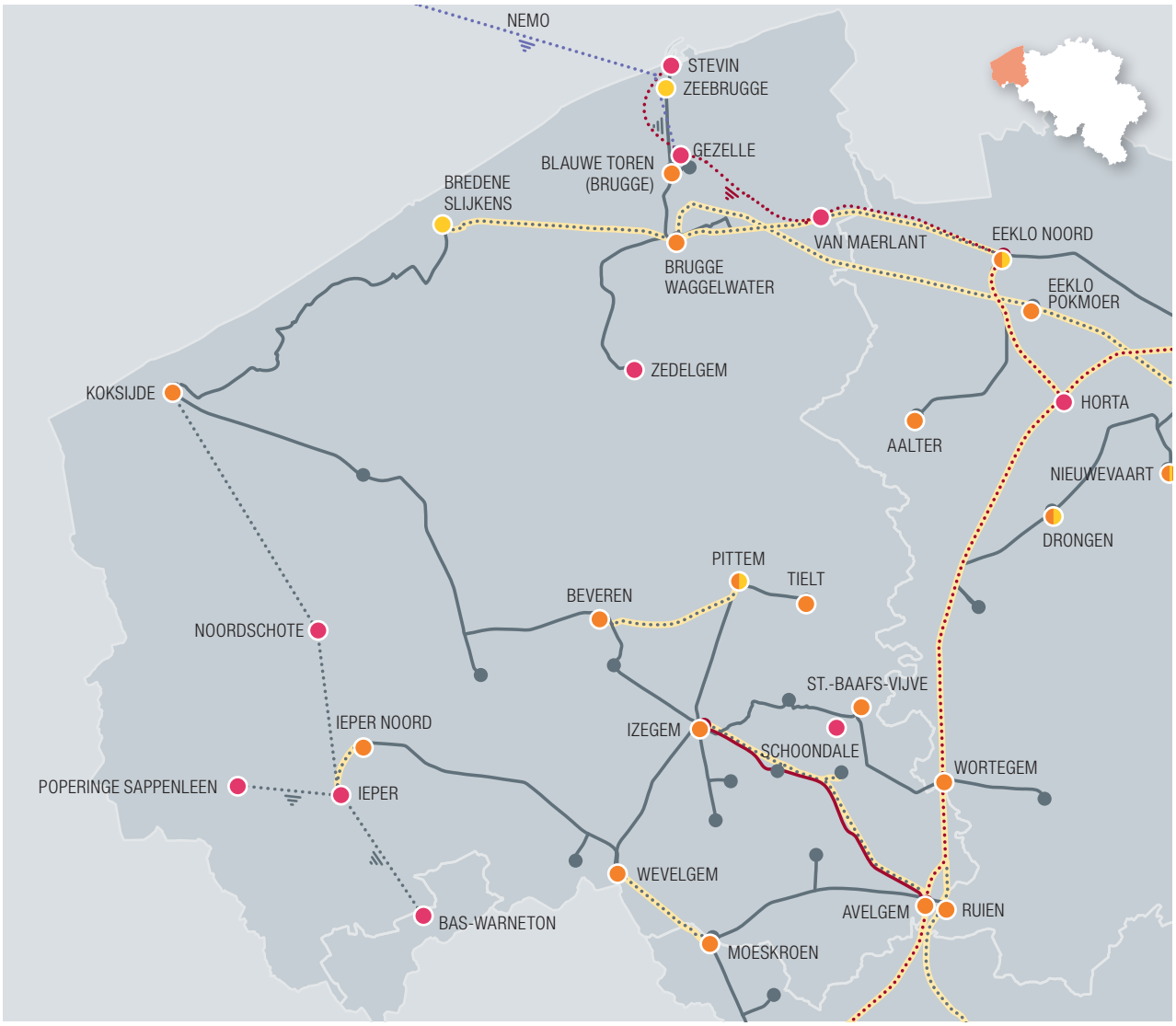
6.11.8. Schoondale

Om het onderstation van Sint-Baafs-Vijve te kunnen ontlasten, wordt een nieuw onderstation Schoondale opgericht. Dit nieuwe 150 kV onderstation wordt tussengevoegd in de bestaande ondergrondse 150 kV kabelverbinding Oostrozebeke – Sint-Baafs-Vijve. De ontlasting van het onderstation Sint-Baafs-Vijve maakt het mogelijk om dit onderstation in de toekomst te vernieuwen.

6.11.9. Pittem

De afname in het onderstation te Pittem flirt al enige tijd met de grens van de mogelijkheden en wordt van nabij opgevolgd. Een mogelijke piste voor verzwaring bestaat uit het aanpassen van de verbinding Beveren-Pittem naar 150 kV en het vervangen van de transformatoren 70/15 kV door een 150/15 kV transformator.

6.11.10. Overzichtskaart projecten



Figuur 6.10: Overzichtskaart projecten provincie West-Vlaanderen (legende zie p. 182)

6.12. Brussels Hoofdstedelijk Gewest

6.12.1. Ontwikkelingen in het centrum van Brussel

Om de optimale ontwikkeling van de zone die overeenstemt met het centrum van de hoofdstad uit te stippelen, werd een langetermijnstudie van deze zone uitgevoerd. De studie is gebaseerd op de vooruitzichten van het verbruik zoals meegedeeld door de distributienetbeheerder, alsook op het geheel van geïdentificeerde vervangingsnoden.

De gekozen oplossing bestaat uit twee luiken:
- het eerste luik bestaat uit het openen van een nieuw 150 kV transformatiestation naar de middenspanning in Heliport om de onderstations Marché, Botanique en Monnaie te ontlasten. Dit onderstation is in dienst sinds 2009;
- het tweede luik komt voort uit de globale analyse van de 150 kV en 36 kV netten rond het centrum van Brussel, die resulteert in de hierna beschreven bijkomende investeringen.

DEELNET BUDA-SCHAARBEEK

Er zal een nieuwe 150/11 kV transformator worden geïnstalleerd in een nog op te trekken 150 kV onderstation op de site van Charles-Quint, in de nabijheid van de 150 kV as Schaarbeek-Ixelles.

De huidige 150 kV kabel tussen Schaarbeek en Ixelles zal buiten dienst worden gesteld omdat hij niet meer al de nodige waarborgen biedt inzake betrouwbaarheid.

Tussen de onderstations Schaarbeek en Charles-Quint zal een nieuwe ondergrondse 150 kV verbinding worden aangebracht. Ook tussen de onderstations Charles-Quint en Woluwe zal een nieuwe 150 kV kabel worden geplaatst. Deze nieuwe 150 kV as tussen Schaarbeek en Woluwe zal de functionaliteit van de bestaande kabels tussen Schaarbeek-Ixelles en Ixelles-Woluwe overnemen. Bovendien zullen de nieuwe kabels tussen Schaarbeek en Woluwe zodanig gedimensioneerd worden dat de transmissiecapaciteit tussen deze twee onderstations toeneemt.

Deze oplossing ontlast tegelijkertijd het 36 kV net vanaf Schaarbeek tot het centrum van Brussel en de transformatie naar de middenspanning in de onderstations Voltaire, Charles-Quint en Scailquin.

VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIE NAAR MIDDENSPANNING IN PACHECO

Het onderstation Pacheco zal moeten worden uitgerust met een 150/11 kV transformator die zal worden gevoed door een nieuwe 150 kV kabel die op het nieuwe onderstation Charles-Quint is aangesloten.

Er werd gekozen voor de ontwikkeling van een nieuw 150/11 kV injectiepunt om de investeringen in het 36 kV net in de deelnetten Heliport-Molenbeek en Relegem-Schaarbeek te beperken. Wanneer deze injectie in dienst zal zijn, zal de 36 kV as Schaarbeek – Pacheco – Point-Sud kunnen worden verlaten, aangezien de MS-reservevoeding in Pacheco zal gebeuren door twee 36/11 kV transformatoren die vanuit Botanique worden gevoed. Het onderstation Pacheco blijkt het meest geschikte onderstation om de groeiende belasting die in deze zone wordt verwacht op te vangen, zowel qua ligging van het onderstation in het net als qua locatie van het verbruik.

Deze versterking van de transformatie naar de middenspanning is een belangrijke infrastructuurontwikkeling die zal moeten worden geïntegreerd in de geplande vastgoedprojecten rondom de Pachecolaan.

De conclusies van het BBP (bijzonder bestemmingsplan) hebben Elia ertoe aangezet om de twee varianten die aanvankelijk met de vastgoedontwikkelaar zijn onderzocht (uitbreiding van de huidige site of verplaatsing van de site naar de hoek van de Bankstraat en de Oratoriënberg) opnieuw te beoordelen. Na overleg werd beslist om het nieuwe 150 kV onderstation onder te brengen in een gebouw tegenover de Congreskolom.

6.12.2. Ontwikkelingen in het westen van Brussel

Een langetermijnstudie van de voeding van het stadscentrum en van het westelijke deel van Brussel werd uitgevoerd om een robuuste en voldoende flexibele toekomstvisie voor het Gewest te verkrijgen. Gezien het Brusselse net voornamelijk ondergronds is en de grote moeilijkheden qua werfcoördinatie die daaruit voortvloeien, is het bijzonder belangrijk om te beschikken over een langetermijnplanning van de in de hoofdstad uit te voeren projecten.

Die langetermijnstudie werd gestart naar aanleiding van de vele vervangingsnoden die binnen de zone zijn geïdentificeerd. We vermelden voornamelijk de vervangingsnoden van 150 kV kabels van het SCOF-type (‘Self-Contained Oil-Filled’), het naderende einde van de levensduur van de 36 kV kabels van het IPM-type (isolatie bestaande uit in lood gedrenkt papier en een loodmantel) en de noodzaak om het Brusselse park van 150/36 kV transformatoren te vervangen. Daarbij komen nog de versterkingsnoden van de transformatiecapaciteiten naar de middenspanning alsook de veroudering van de uitrustingen in sommige stations. We vermelden bijvoorbeeld het probleem met de overschrijding van het geleverde conventionele vermogen in Kobbegem en Eizeringen in de rand of de noodzakelijke vernieuwing van de 36 en 150 kV onderstations van Molenbeek.

Deze studie heeft duidelijk aangetoond dat een scenario waarbij het spanningsniveau 36 kV volledig wordt verlaten, uitgesloten is. Wegens de verspreiding van de vervangingsnoden voor 36 kV en het ontbreken van beschikbare ruimte in tal van sites is het niet realistisch om het 36 kV spanningsniveau volledig te verlaten.

Tijdens deze studie werden drie hoofddoelstellingen nagestreefd, met name:
- de vervanging verzekeren van de infrastructuur die het einde van haar levensduur bereikt;
- de bevoorradingszekerheid waarborgen van de verschillende sites en het evenwicht verzekeren van de twee grote 150 kV lussen (vanaf Bruegel en Verbrande Brug);
- zich aanpassen aan de evolutie van de zwaartepunten van het verbruik met oplossingen die het globaal technisch-economisch optimum verzekeren.

Deze studie stelt meer in het bijzonder voor om een 150 kV lus aan te leggen vanuit het onderstation Bruegel, via Sint-Agatha-Berchem, Molenbeek en Heliport. Het 36 kV onderstation van Berchem wordt buiten dienst gesteld en de belasting wordt op 150 kV overgebracht. In Molenbeek en Heliport worden nieuwe 150 kV onderstations gebouwd.

Er zal ook een 150 kV onderstation worden gebouwd in Pacheco en er wordt een verbinding geplaatst tussen de onderstations Pacheco en Heliport. Deze tweede verbinding naar Pacheco zal de hoofd- en hulpvoeding van de belasting vanaf het 150 kV net mogelijk maken. Bovendien zal deze verbinding de betrouwbaarheid van het 150 kV net doen toenemen doordat in het uiterste noodgeval een verbinding kan worden gemaakt tussen de deelnetten die vanuit Verbrande Brug en Bruegel worden gevoed.

De 150/36 kV transformatoren van Dilbeek en Relegem, die zeer ver van het Brusselse stadscentrum verwijderd zijn, alsook een van de injectoren van het onderstation Molenbeek zullen buiten dienst worden gesteld. Daarna zullen ter compensatie twee nieuwe injectoren worden geïnstalleerd die een gunstige invloed zullen hebben in de onderstations Heliport en Schaarbeek. Om de voedingsbronnen op 150/36 kV te diversifiëren, zal de injector van Quai Demets niet meer op het onderstation Molenbeek (gevoed vanuit Bruegel 380/150 kV), maar op het onderstation Midi worden aangesloten, dat gevoed wordt vanuit Drogenbos (380/150 kV).

Voor deze centralisatie van de 150/36 kV transformatoren moet de structuur van het onderliggende 36 kV net grondig worden herzien. De vereenvoudiging van het 36 kV net komt vooral tot uiting in het huidige deelnet Dilbeek-Molenbeek-Quai Demets, waarin de 36 kV onderstations en verbindingen in Berchem zullen worden afgeschaft, en waarin het 36 kV onderstation van Pacheco zal worden ontmanteld.

Dankzij deze verschillende investeringen zullen de bestaande 36 kV deelnetten kunnen worden geherstructureerd en van vier naar drie worden verminderd. Deze herstructurering zal eveneens toelaten om geen deelnetten met twee 150/36 kV transformatoren (Relegem-Schaarbeek en Molenbeek-Heliport) meer te hebben, zodat de vernieuwing van de twee verbindingen voor wederzijdse ondersteuning tussen de onderstations Molenbeek en Schaarbeek kan worden vermeden.

Deze vereenvoudiging van het 36 kV net is in het bijzonder merkbaar op het vlak van de totale lengte van de 36 kV kabels, die op termijn van 220 tot 110 km zal worden verminderd. Deze vermindering zal ten koste gaan van een lichte verhoging van de nodige 150 kV kabels van 22 naar 27 km.

Deze grondige transformatie van de structuur van de 150 kV en 36 kV netten in Brussel vereist een specifieke fasering om de bevoorradingszekerheid van de zone steeds te waarborgen.

De projecten die voor deze herstructurering nodig zijn, kunnen in drie blokken worden ingedeeld:
- eerste fase: aanleg van de nieuwe 150 kV structuur. In een eerste fase worden de vier 36 kV deelnetten in dienst gehouden;
- tweede fase: noodzakelijke aanpassingen van de 36 kV structuur om in de onderzochte zone van vier naar drie deelnetten over te gaan;
- de derde fase omvat al de vervangingen/versterkingen waarvan de timing niet gelinkt is aan het behoud van de bevoorradingszekerheid tijdens de herstructurering. Deze projecten kunnen desgevallend relatief los van de overige worden uitgevoerd.

6.12.3. Vervanging van de verbinding Dhanis – Ixelles (150 kV)

Wanneer de kabel Woluwe-Elsene buiten gebruik wordt gesteld (zie sectie 6.12.1.) zal het onlangs gerenoveerd deel tussen het onderstation Ixelles en de Triomflaan gebruikt worden in het kader van de vervanging van de 150 kV verbinding tussen Dhanis en Ixelles.

6.12.4. Vernieuwing van het 150 kV onderstation Ixelles

Naar aanleiding van de herstructurering van het Brussels 150 kV net zullen meerdere 150 kV velden van het GIS-type (‘Gas Insulated Switchgear’) vrijkomen in Ixelles. Om redenen van persoonlijke veiligheid was voorzien om de AIS-velden (‘Air Insulated Switchgear’) in het bestaande GIS-onderstation te integreren.

Begin 2013 heeft zich in het metaalomsloten onderstation een incident voorgedaan waarbij het koppelveld beschadigd werd. Na een grondige studie van de oorzaken van het incident en van de eventuele risico’s verbonden aan het onderhoud van dit

GIS-onderstation tot aan het theoretische einde van zijn levensduur (+/- 2030), werd beslist om de vervanging van dit station te vervroegen.

De scope van het project verandert dus aanzienlijk en de werken zullen de oprichting van een nieuw 150 kV GIS-onderstation omvatten waarin alle bestaande velden zullen worden samengevoegd.

In een tweede fase zullen de 150/36 kV transformatoren van 70 en 75 MVA worden vervangen door nieuwe 150/36 kV injectoren van 125 MVA.

6.12.5. Vervangingsprojecten

De periode 2015-2025 omvat ook diverse vervangingsprojecten die losstaan van structuurwijzigingen:

- vervanging van de laagspanning in het 150 kV onderstation van Forest;
- vervanging van de laagspanning in het 150 kV onderstation van Midi;
- vervanging van een transformator 150/36 kV in het onderstation van Drogenbos.

6.12.6. Overzichtskaart projecten

Figuur 6.11: Overzichtskaart projecten Brussels Hoofdstedelijk Gewest (legende zie p. 182)

7

Bijlage 1 : Overzichtstabellen en legende

7.1 | Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de interconnecties en de backbone van het interne net
7.2 | Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de netten 220-150-110 kV
7.3 | Overzichtstabel projecten stand van zaken
7.4 | Legende kaarten

Federaal Ontwikkelingsplan
van het transmissienet
2015-2025

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 de interconnecties en de backbone van het interne net. Deze projecten zijn gegroepeerd op dezelfde wijze als in hoofdstuk 5 en vervolgens alfabetisch geordend naar locatie. Per project zijn het type, het spanningsniveau, een beknopte beschrijving van de werken, 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 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 alfabetisch geordend naar locatie[95]. Wanneer het een verbinding betreft is de provinciebepaling gebeurd volgens het eerste

Figuur 7.1: Opeenvolging van de verschillende statussen van een project

7.1. Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de interconnecties en de backbone van het interne net

ID	ID TYNDP-2014	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]
1	/	Noordgrens	Zandvliet	Onderstation	380 kV
2	24-609	Noordgrens	Doel	Onderstation	380/150 kV
3	24-609	Noordgrens	Doel - Zandvliet	Lijn	380 kV
4	24-609	Noordgrens	Kallo - Ketenisse - Lillo	Kabel	150 kV
5	24-609	Noordgrens	Ketenisse	Onderstation	150 kV
6	24-609	Noordgrens	Zandvliet	Onderstation	380 kV
7	24-445	Noordgrens	Ketenisse - Doel	Kabel	150 kV
8	24-445	Noordgrens	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Lijn	380 kV
9	24-605	Noordgrens	Lillo	Onderstation	380/150 kV
10	24-445	Noordgrens	Lillo - Zandvliet	Kabel	150 kV
11	24-445	Noordgrens	Lillo - Merksem	Kabel	150 kV
12	24-445	Noordgrens	Mercator	Onderstation	380 kV
13	24-604	Noordgrens	Beveren-Waas	Onderstation	150 kV
14	24-604	Noordgrens	Kallo - FINF (Beveren)	Kabel	150 kV

vernoemde onderstation in de locatiebeschrijving. Per project zijn de provincie, de locatie, het type project, het spanningsniveau, een beknopte beschrijving, de status, de voorziene indienstname en de drijfveren gegeven. Voor projecten waarin vervangingen zijn opgenomen is ook het type van de voorziene vervangingen aangegeven.

De planningen van de projecten voor de spanningsniveaus 220-150-110 kV (hoofdstuk 6) met een indienstnamedatum voorzien in de periode 2020-2025, zijn indicatief. Deze zullen worden herzien in de volgende ontwikkelingsplannen naargelang er meer zekerheid is over de onderliggende hypothesen.
De derde overzichtstabel tot slot geeft een stand van zaken van de projecten die reeds opgenomen waren in het Federaal Ontwikkelingsplan 2010-2020. Deze projecten zijn alfabetisch gerangschikt naar locatie. De tabel geeft vervolgens per project het type, het spanningsniveau, een beknopte beschrijving, de indienstnamedatum uit het vorige plan en het huidige plan, de status van het project en een verklaring voor een eventuele wijziging van de voorziene indienstname.

95 Voor sommige projecten kan de provincie van de betrokken locatie verschillen van de sectie waarin ze beschreven zijn in hoofdstuk 6. De verklaring is dat de projecten in hoofdstuk 6 gegroepeerd zijn vanuit een functioneel netwerkperspectief, eerder dan een groepering volgens de provinciale ligging.

Beschrijving	Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer				
			Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale productie	Centrale productie	Belastingstoename	Veroudering
Installatie van een dwarsregeltransformator (serieschakeling)	Realisatie	2015	✓				
Nieuwe transformator van 150 MVA en vervangingen hoogspanning en laagspanning	Realisatie	2016	✓				
Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding	Realisatie	2016	✓				
Nieuwe kabel	Realisatie	2016	✓		✓	✓	
Uitbouw onderstation en verzwaren transformatie (125 MVA i.p.v. 65 MVA)	Ontwikkeling	2016	✓	✓	✓	✓	
Installatie van een dwarsregeltransformator (parallelschakeling)	Realisatie	2016	✓				
Ondergronds brengen gedeelte bestaande lijn	Ontwikkeling	2020	✓				
Nieuwe lijn met twee draadstellen	Ontwikkeling	2020	✓		✓	✓	
Nieuwe transformator van 555 MVA in een nieuw onderstation	Ontwikkeling	2019	✓		✓	✓	
Ondergronds brengen bestaande lijn	Ontwikkeling	2020	✓		✓	✓	
Ondergronds brengen gedeelte bestaande lijn	Ontwikkeling	2020	✓				
Toevoegen langskoppeling in bestaand onderstation	Ontwikkeling	2020	✓				
Herconfiguratie onderstation: in antenne op Mercator en Kallo	Studie	2023	✓				
Ondergronds brengen bestaande lijn	Studie	2023	✓				

ID	ID TYNDP-2014	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]
15	24-604	Noordgrens	Liefkenshoek - Mercator	Lijn	380 kV
16	/	Noordgrens	Zandvliet - Rilland / Van Eyck - Maasbracht (studie)	Studie	380 kV
17	/	Zuidgrens	Aubange - Moulaine (studie)	Lijn	220 kV
18	23-60	Zuidgrens	Avelin - Avelgem - Horta	Lijn	380 kV
19	74-443	Verbinding tussen België en het Verenigd Koninkrijk: NEMO	Gezelle (Brugge) - Richborough (VK)	Onderstation	380 kV
20	92-146	Verbinding tussen België en Duitsland: ALEGrO	Lixhe - Oberzier (D)	Onderstation	380 kV
21	40-446	Verbinding tussen België en Luxemburg	Aubange	Onderstation	220 kV
22	40-650	Verbinding tussen België en Luxemburg	Aubange - Bascharage (LU)	Kabel	220 kV
23	92-1045	Gramme (Hoei) - Van Eyck (Kinrooi)	André Dumont (Genk)	Onderstation	380/150 kV
24	/	Gramme (Hoei) - Van Eyck (Kinrooi)	Dilsen-Stokkem	Onderstation	380 kV
25	24-606	Gramme (Hoei) - Van Eyck (Kinrooi)	Van Eyck - Zutendaal	Lijn	380 kV
26	24-607	Gramme (Hoei) - Van Eyck (Kinrooi)	Van Eyck (Kinrooi)	Onderstation	380 kV
27	/	Gramme (Hoei) - Van Eyck (Kinrooi)	Van Eyck (Kinrooi)	Onderstation	380 kV
28	92-1045	Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	Lixhe	Onderstation	380/220 kV
29	92-1045	Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	Lixhe	Onderstation	380/150 kV
30	92-1045	Lixhe (Visé) – Herderen (Riemst)	Lixhe - Herderen	Lijn	380 kV
31	/	Meerhout 380	Meerhout	Onderstation	380 kV
32	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme: potentiële upgrade	Gramme - Van Eyck (Kinrooi)	Lijn	380 kV
33	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme: potentiële upgrade	Massenhoven	Onderstation	380 kV
34	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme: potentiële upgrade	Massenhoven - Meerhout	Lijn	380 kV
35	24-1050	Massenhoven – Van Eyck – Gramme: potentiële upgrade	Meerhout - Van Eyck	Lijn	380 kV
36	/	Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	Baekeland (Oostakker)	Onderstation	380 kV
37	24-608	Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	Horta - Mercator	Lijn	380 kV
38	/	Horta (Zomergem) – Mercator (Kruibeke)	Horta (Zomergem)	Onderstation	380 kV
39	/	Potentiële aansluiting productie-eenheden te Courcelles	Courcelles	Onderstation	380 kV

Beschrijving	Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer				
			Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale productie	Centrale productie	Belastingstoename	Veroudering
Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding	Studie	2023	✓		✓	✓	
Upgrade lijn(en) met HTLS-geleiders en bijkomende PST's	Studie	Studie	✓				
Installatie van dwarsregeltransformatoren / upgrade van de verbinding naar 380 kV	Studie	Studie					
Upgrade lijn met HTLS-geleiders	Ontwikkeling	2022	✓				
Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding	Realisatie	2019	✓				
Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding	Ontwikkeling	2020	✓				
Veld voor verbinding naar Luxemburg: installatie dwarsregeltransformator te Schifflange	Realisatie	2015	✓				
Bijkomende verbinding met Luxemburg: twee kabels met eventueel dwarsregeltransformatoren	Studie	2022	✓				
Nieuwe transformator 555 MVA op een nieuwe site, inclusief realisatie 150 kV verbinding (deels op) bestaande mastenrij van André Dumont naar Langerlo	Realisatie	2015	✓			✓	
Nieuw onderstation voor aansluiting centrale productie-eenheden	Ontwikkeling	± 3 jaar na beslissing			✓		
Installatie tweede draadstel met HTLS-geleiders	Realisatie	2015	✓		✓		
Nieuw onderstation op bestaande site	Realisatie	2015	✓		✓		
Nieuw aansluitingsveld voor centrale productie in bestaand onderstation	Ontwikkeling	± 2 jaar na beslissing			✓		
Twee nieuwe transformatoren van 300 MVA in nieuw onderstation	Realisatie	2017	✓		✓	✓	
Nieuwe transformator van 555 MVA in bestaand onderstation (bij komst ALEGrO) inclusief koppeling in 150 kV onderstation	Ontwikkeling	2020	✓				
Installatie tweede draadstel met HTLS-geleiders	Ontwikkeling	2017	✓		✓	✓	
Uitbreiding onderstation naar twee rails met koppeling	Studie	2017	✓			✓	
Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders	Studie	2020-2025	✓		✓		
Uitbreiding onderstation met koppeling	Studie	2020-2025	✓		✓		
Upgrade lijn op 150 kV tussen Massenhoven en Heze om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken, gecombineerd met installatie van een tweede 380 kV draadstel tussen Heze en Meerhout	Studie	2020-2025	✓		✓		
Installatie tweede draadstel	Studie	2020-2025	✓		✓		
Nieuw onderstation	Ontwikkeling	2,5 à 3 jaar na beslissing			✓		
Upgrade lijn met HTLS-geleiders	Ontwikkeling	2019	✓		✓		
Nieuw onderstation	Gerealiseerd	2015	✓	✓			
Nieuw aansluitingsveld voor centrale productie in bestaand onderstation	Ontwikkeling	1,5 à 2 jaar na beslissing			✓		

ID	ID TYNDP-2014	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]
40	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Chièvres	Onderstation	150 kV
41	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	La Croyère	Onderstation	150 kV
42	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Aubange	Onderstation	220 kV
43	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Avernas	Onderstation	150 kV
44	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Baekeland	Onderstation	380/150 kV
45	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Baekeland - Rodenhuize	Kabel	150 kV
46	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Bruegel	Onderstation	380/150/36 kV
47	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Brugge Waggelwater	Onderstation	150 kV
48	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Courcelles	Onderstation	380/150 kV
49	/	Importcapaciteit en onafhankelijkheid van het productiepark	Courcelles-Gouy	Kabel	150 kV
50	75-444	Integratie van offshore wind: STEVIN-project	Brugge - Eeklo Noord	Kabel	150 kV
51	75-444	Integratie van offshore wind: STEVIN-project	Brugge - Eeklo Noord	Kabel	150 kV
52	75-444	Integratie van offshore wind: STEVIN-project	Brugge - Eeklo Pokmoer	Lijn	150 kV
53	75-444	Integratie van offshore wind: STEVIN-project	Horta - Stevin	Lijn/Kabel	380 kV
54	75-444	Integratie van offshore wind: STEVIN-project	Stevin	Onderstation	380/150 kV
55	75-444	Integratie van offshore wind: STEVIN-project	Stevin	Onderstation	380/220 kV
56	75-444	Integratie van offshore wind: STEVIN-project	Stevin - Zeebrugge	Kabel	150 kV
57	120-993 & 120-1053	Verdere ontwikkeling van offshore energie en tweede offshore-onshorecorridor	Offshore - Onshore	Kabel	Studie
58	225-1107	Additionele interconnecties	België - Duitsland	Kabel	Studie
59	173-1008	Additionele interconnecties	België - Frankrijk	Lijn/Kabel	Studie
60	121-934	Additionele interconnecties	België - Verenigd Koninkrijk	Kabel	Studie

Beschrijving	Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer				
			Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale productie	Centrale productie	Belastingstoename	Veroudering
Installatie condensatorbatterij 75 Mvar	Ontwikkeling	2016	✓				
Installatie condensatorbatterij 75 Mvar	Ontwikkeling	2016	✓				
Nieuwe shuntreactor 75 Mvar	Ontwikkeling	2016	✓				
Nieuwe shuntreactor 75 Mvar	Ontwikkeling	2016	✓				
Nieuwe transformator van 555 MVA op nieuwe site	Studie	2018	✓				
Twee nieuwe kabels voor integratie transformator	Studie	2018	✓				
Nieuwe shuntreactor 75 Mvar (op tertiaire wikkeling 36 kV)	Ontwikkeling	2016	✓				
Nieuwe shuntreactor 75 Mvar	Realisatie	2015	✓				
Nieuwe transformator van 555 MVA in bestaand onderstation	Ontwikkeling	2018	✓			✓	
Twee nieuwe kabels voor integratie transformator	Ontwikkeling	2018	✓			✓	
Afbraak lijn	Ontwikkeling	2018	✓	✓		✓	
Nieuwe kabel	Ontwikkeling	2018	✓	✓		✓	
Afbraak lijn	Ontwikkeling	2019	✓	✓		✓	
Nieuwe verbinding	Realisatie	2017	✓	✓		✓	
Twee nieuwe transformatoren van 555 MVA in nieuw onderstation 380 kV	Realisatie	2017	✓	✓		✓	
Vier nieuwe transformatoren van 600 MVA in nieuw onderstation 220 kV	Realisatie	2017	✓	✓		✓	
Nieuwe verbindingen	Realisatie	2017	✓	✓		✓	
Tweede offshore-onshorecorridor	Studie	2025	✓	✓			
Nieuwe interconnectie met Duitsland	Studie	2025	✓				
Nieuwe interconnectie of versterking bestaande interconnecties met Frankrijk	Studie	2025	✓				
Nieuwe interconnectie met het Verenigd Koninkrijk	Studie	2025	✓				

7.2. Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de netten 220-150-110 kV

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
61	Antwerpen	Amoco (Geel)	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
62	Antwerpen	Balen	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
63	Antwerpen	Beerse	Onderstation	150/15 kV	Nieuw onderstation
64	Antwerpen	Beerse - Rijkevorsel	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
65	Antwerpen	Beerse - Turnhout - Mol	Lijn	150 kV	Upgrade lijn voor uitbating op hogere spanning
66	Antwerpen	Burcht	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
67	Antwerpen	Damplein	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator in bestaand onderstation
68	Antwerpen	Ekeren	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
69	Antwerpen	Heist-op-den-berg	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
70	Antwerpen	Heze	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in een nieuw onderstation
71	Antwerpen	Hoogstraten	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation
72	Antwerpen	Hoogstraten - Rijkevorsel	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
73	Antwerpen	Lier	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
74	Antwerpen	Lillo	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
75	Antwerpen	Lint	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning
76	Antwerpen	Lint	Onderstation	380 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
77	Antwerpen	Lint - Mortsel	Lijn	150 kV	Upgrade geleiders
78	Antwerpen	Lint - Schelle	Lijn	150 kV	Upgrade geleiders
79	Antwerpen	Massenhoven	Onderstation	380 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
80	Antwerpen	Massenhoven - Poederlee	Lijn	150 kV	Retrofit van bestaande lijn
81	Antwerpen	Meerhout	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
82	Antwerpen	Merksem	Onderstation	150/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA
83	Antwerpen	Merksem	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	2020-2025				✓	✓					6.2.1.
Studie	2018				✓	✓					6.2.1.
Studie	2020-2025				✓	✓					6.2.1.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	In functie van belastingsvooruitzichten				✓						6.2.2.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.2.4.
Realisatie	2016				✓						6.2.5.
Realisatie	2015		✓								6.2.1.
Studie	In functie van komst decentrale productie		✓								6.2.1.
Realisatie	2015		✓								6.2.3.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.2.4.
Realisatie	2015					✓	✓				6.2.4.
Studie	na 2025					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.2.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.2.4.
Realisatie	2015					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	2018				✓	✓				✓	6.2.4.
Realisatie	2015					✓		✓			6.2.4.
Ontwikkeling	2017					✓			✓		6.2.2.
Ontwikkeling	2020-2025					✓	✓	✓			6.2.4.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
84	Antwerpen	Merksem - Mortsel	Lijn	150 kV	Upgrade geleiders
85	Antwerpen	Mol	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
86	Antwerpen	Mol - Poederlee	Lijn	150 kV	Vervangen bestaande lijn
87	Antwerpen	Mortsel	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
88	Antwerpen	Mortsel - Zurenborg	Kabel	150 kV	Vervangen kabel
89	Antwerpen	Petrol (Antwerpen Zuid)	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
90	Antwerpen	Petrol (Antwerpen Zuid) - Zurenborg	Kabel	150 kV	Vervangen kabel
91	Antwerpen	Rijkevorsel	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation
92	Antwerpen	Scheldelaan	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning
93	Antwerpen	Schelle	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
94	Antwerpen	Schelle Dorp	Onderstation	150/70 kV	Gebruik van de 150/70 kV transformator komende van Zurenborg in aftakking op bestaande lijn
95	Antwerpen	Sidal (Duffel)	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
96	Antwerpen	Turnhout	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 145 MVA in bestaand onderstation
97	Antwerpen	Zandvliet	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
98	Antwerpen	Zurenborg	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
99	Antwerpen	Zwijndrecht	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
100	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Charles-Quint	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in een nieuw onderstation
101	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Charles-Quint - Pachéco	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
102	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Charles-Quint - Schaarbeek	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
103	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Charles-Quint - Sint-Lambrechts-Woluwe	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
104	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Dhanis	Onderstation	150/36 kV	Vervanging transformator
105	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Dhanis - Ixelles	Kabel	150 kV	Vervangen kabel
106	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Forest	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
107	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Héliport	Onderstation	150/36 kV	Uitbouw onderstation en nieuwe transformator van 125 MVA

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2020-2025					✓				✓	6.2.4.
Realisatie	2015					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	2020-2025				✓	✓				✓	6.2.4.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.2.4.
Ontwikkeling	2019					✓				✓	6.2.4.
Uitgesteld	In functie van belastingsvooruitzichten				✓						6.2.2.
Ontwikkeling	2018					✓				✓	6.2.4.
Studie	2018				✓	✓					6.2.1.
Studie	2019					✓	✓				6.2.4.
Realisatie	2017					✓	✓	✓			6.2.4.
Gerealiseerd	2015					✓					6.2.2.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.2.4.
Studie	2020-2025				✓	✓					6.2.1.
Ontwikkeling	2017					✓	✓	✓			6.2.4.
Ontwikkeling	2018					✓	✓	✓	✓		6.2.2.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.2.4.
Realisatie	2016				✓						6.12.1.
Ontwikkeling	2016				✓	✓					6.12.1.
Realisatie	2016				✓	✓				✓	6.12.1.
Realisatie	2016				✓	✓				✓	6.12.1.
Studie	2020-2025					✓			✓		6.12.5.
Realisatie	2016				✓	✓				✓	6.12.3.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.12.5.
Studie	2019				✓						6.12.1.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
108	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Héliport - Molenbeek	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
109	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Héliport - Pachéco	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
110	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Ixelles	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
111	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Ixelles	Onderstation	150/36 kV	Vervanging transformatoren door nieuwe van 125 MVA
112	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Midi	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
113	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Molenbeek	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
114	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Molenbeek	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
115	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Pachéco	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
116	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Quai Demets	Onderstation	150/36 kV	Vervanging transformator
117	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Schaarbeek	Onderstation	150/36 kV	Vervanging transformator van 125 MVA
118	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Schaarbeek	Onderstation	150/36 kV	Nieuwe transformator van 125 MVA
119	Brussels Hoofdstedelijk Gewest	Sint-Agatha-Berchem	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation
120	Henegouwen	Air-Liquide	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
121	Henegouwen	Amercoeur	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning en werken veiligheid
122	Henegouwen	Antoing	Onderstation	150/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA
123	Henegouwen	Antoing - Gaurain	Lijn	150 kV	Vervangingen pylonen
124	Henegouwen	Bascoup	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA en vervangingen laagspanning
125	Henegouwen	Bascoup - Ville-sur-Haine	Lijn	150 kV	Upgrade tweede draadstel voor uitbating op hogere spanning
126	Henegouwen	Bas-Warneton	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in antenne op bestaande site
127	Henegouwen	Bas-Warneton	Onderstation	150/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA in nieuw onderstation
128	Henegouwen	Bas-Warneton - Ieper	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
129	Henegouwen	Bas-Warneton - Ieper	Kabel	150 kV	Tweede nieuwe kabel
130	Henegouwen	Baudour	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
131	Henegouwen	Baudour - Chièvres	Lijn	150 kV	Installatie Ampacimon-modules op meerdere lijnen

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2019				✓	✓				✓	6.12.2.
Studie	na 2025				✓						6.12.2.
Ontwikkeling	2017					✓	✓	✓			6.12.4.
Studie	2020-2025				✓	✓			✓		6.12.4.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.12.5.
Studie	2018					✓	✓	✓			6.12.2.
Studie	2020-2025					✓					6.12.2.
Ontwikkeling	2017				✓	✓	✓	✓	✓		6.12.1.
Studie	2020-2025				✓	✓			✓	✓	6.12.2.
Studie	2020-2025					✓			✓		6.12.2.
Studie	2020-2025				✓						6.12.2.
Studie	2019				✓	✓	✓	✓	✓		6.12.2.
Realisatie	2017					✓	✓	✓			6.4.9.
Ontwikkeling	2016					✓	✓	✓			6.4.9.
Realisatie	2016				✓	✓					6.4.7.
Ontwikkeling	2017					✓				✓	6.4.9.
Realisatie	2016					✓		✓			6.4.1.
Studie	2018				✓						6.4.1.
Ontwikkeling	2017				✓	✓					6.11.6.
Ontwikkeling	2020-2025				✓	✓					6.11.6.
Ontwikkeling	2016				✓	✓				✓	6.11.6.
Studie	na 2025				✓	✓				✓	6.11.6.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.4.9.
Gerealiseerd	2015				✓						6.4.8.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
132	Henegouwen	Binche - Trivière	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
133	Henegouwen	Binche - Trivières	Lijn	150 kV	Vervangen lijn
134	Henegouwen	Charleroi	Onderstation	150/10 kV	Twee nieuwe transformatoren van 40 MVA en vervangingen hoogspanning en laagspanning
135	Henegouwen	Charleroi - Monceau	Lijn	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
136	Henegouwen	Chièvres	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
137	Henegouwen	Chièvres	Onderstation	150 kV	Nieuwe dwarsregeltransformator
138	Henegouwen	Ciply	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA in een bestaand onderstation
139	Henegouwen	Courcelles	Onderstation	380 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
140	Henegouwen	Dampremy	Onderstation	150/30 kV	Verlaten 30 kV en transformatie 150/30 kV in dit onderstation
141	Henegouwen	Farciennes	Onderstation	150/10 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA en vervangingen laagspanning
142	Henegouwen	Fleurus	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
143	Henegouwen	Fontaine-l'Évêque	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
144	Henegouwen	Gaurain - Ruien	Lijn	150 kV	Retrofit van bestaande verbinding
145	Henegouwen	Ghlin	Onderstation	150/30 kV	Vervanging transformator door nieuwe van 110 MVA
146	Henegouwen	Gilly	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation
147	Henegouwen	Gilly	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
148	Henegouwen	Gilly - Gouy	Lijn	150 kV	Nieuwe lijn
149	Henegouwen	Gilly - Montignies	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
150	Henegouwen	Gouy	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 90 MVA en vervangingen hoogspanning en laagspanning
151	Henegouwen	Gouy	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning
152	Henegouwen	Gouy - Ville-sur-Haine	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
153	Henegouwen	Harchies - Quevaucamps	Lijn	150 kV	Vervanging lijn
154	Henegouwen	Harmignies	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformatoren van 40 MVA in nieuw onderstation
155	Henegouwen	Harmignies - Ciply - Pâturages	Lijn/Kabel	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2020-2025					✓				✓	6.4.9.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.4.9.
Ontwikkeling	2019					✓	✓	✓			6.4.5.
Ontwikkeling	2018					✓				✓	6.4.5.
Ontwikkeling	2018					✓		✓			6.4.9.
Studie	2019	✓			✓		✓		✓		6.4.12.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.4.6.
Ontwikkeling	2018					✓	✓	✓			6.4.9.
Studie	2019					✓					6.4.3.
Realisatie	2017					✓		✓	✓		6.4.4.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.4.9.
Realisatie	2016					✓	✓	✓	✓		6.4.1.
Ontwikkeling	2019					✓				✓	6.11.7.
Realisatie	2016				✓	✓			✓		6.4.7.
Studie	na 2025					✓					6.4.4.
Realisatie	2017					✓			✓		6.4.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.4.4.
Ontwikkeling	2016					✓					6.4.4.
Realisatie	2016					✓	✓	✓	✓		6.4.9.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.4.9.
Ontwikkeling	2018				✓						6.4.11.
Ontwikkeling	2020-2025					✓				✓	6.4.9.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.4.6.
Ontwikkeling	2017		✓			✓				✓	6.4.6.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
156	Henegouwen	Harmignies - Ville-sur-Haine	Lijn	150 kV	Uitbating van tweede draadstel van bestaande lijn op 150 kV
157	Henegouwen	Jemappes	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
158	Henegouwen	Jumet	Onderstation	150/10 kV	Twee nieuwe transformatoren van 40 MVA in bestaand onderstation
159	Henegouwen	La Croyère	Onderstation	150/10 kV	Drie nieuwe transformatoren van 50 MVA in nieuw onderstation
160	Henegouwen	Marche-lez-Écaussinnes	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
161	Henegouwen	Marquain	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
353	Henegouwen	Marquain	Onderstation	150/15 kV	Vervanging transformator
162	Henegouwen	Moeskroen	Onderstation	150 kV	Verlaten 70 kV en uitbreiding/vervangingen 150 kV onderstation
163	Henegouwen	Moeskroen - Wevelgem	Lijn	150 kV	Vervangingen geleiders
164	Henegouwen	Monceau	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning
165	Henegouwen	Monceau	Onderstation	150 kV	Uitbreiding onderstation
166	Henegouwen	Monceau	Onderstation	150 kV	Vervanging dwarsregeltransformator
167	Henegouwen	Monceau - Fontaine-l'Evêque - Beauregard	Lijn	150 kV	Ontbundeling van een bestaande lijn
168	Henegouwen	Montignies	Onderstation	150/10 kV	Vervanging van de transformatoren door twee nieuwe transformatoren van 40 MVA
169	Henegouwen	Montignies	Onderstation	150 kV	Uitbreiding onderstation
170	Henegouwen	Obourg	Onderstation	150/6 kV	Herstructurering onderstation en installatie nieuwe transformatoren
171	Henegouwen	Pâturages	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA in een bestaand onderstation en vervangingen hoogspanning en laagspanning
172	Henegouwen	Tergnée	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
173	Henegouwen	Tergnée	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 90 MVA
174	Henegouwen	Tertre	Onderstation	150/30 kV	Vervanging van een transformator van 60 MVA door een nieuwe transformator van 110 MVA
175	Henegouwen	Thuillies	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA in aftakking op een bestaande lijn
176	Henegouwen	Trivières	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
177	Henegouwen	Ville-sur-Haine	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA en vervangingen hoogspanning en laagspanning
178	Henegouwen	Ville-sur-Haine	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 90 MVA en vervangingen hoogspanning en laagspanning

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2020-2025					✓					6.4.6.
Ontwikkeling	2020-2025					✓	✓	✓			6.4.9.
Studie	2020-2025					✓			✓		6.4.4.
Realisatie	2016				✓						6.4.1.
Ontwikkeling	2019					✓	✓	✓			6.4.9.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.4.9.
Studie	2019					✓			✓		6.4.9.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.11.5.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.11.7.
Studie	na 2025					✓	✓				6.4.9.
Ontwikkeling	2018					✓	✓	✓			6.4.5.
Studie	2018					✓		✓		✓	6.4.10.
Realisatie	2016					✓					6.4.1.
Realisatie	2015					✓	✓	✓	✓		6.4.7.
Ontwikkeling	2016					✓	✓	✓			6.4.4.
Ontwikkeling	2017					✓	✓	✓	✓		6.4.2.
Studie	2020-2025					✓			✓		6.4.6.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.4.9.
Realisatie	2016					✓					6.4.4.
Realisatie	2016					✓	✓	✓	✓		6.4.7.
Studie	2020-2025				✓						6.4.7.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.4.9.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.4.2.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.4.2.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
179	Henegouwen	Ville-sur-Haine	Onderstation	150 kV	Nieuwe shuntreactor 75 Mvar
180	Limburg	Beringen	Onderstation	150/10 kV	Vervangingen hoogspanning, laagspanning en transformator
181	Limburg	Brustem	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
182	Limburg	Eisden	Onderstation	150/70 kV	Vervangingen hoogspanning, laagspanning en transformator
183	Limburg	Eisden	Onderstation	150/10 kV	Vervanging transformator
184	Limburg	Godsheide	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
185	Limburg	Hercules (Beringen)	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
186	Limburg	Herderen (Riemst)	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
187	Limburg	Lanaken	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
188	Limburg	Langerlo	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
189	Limburg	Langerlo	Onderstation	150 / 70 kV	Vervanging transformator
190	Limburg	Lommel	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
191	Limburg	Overpelt	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
192	Limburg	Stalen	Onderstation	150/70 kV	Vervangingen hoogspanning, laagspanning en transformator
193	Limburg	Tessenderlo Industriepark	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator 150/70 kV in bestaand onderstation (inclusief nieuwe verbinding 150 kV vanuit onderstation Hercules)
194	Luik	Amel	Onderstation	110/15kV	Nieuwe transformator in bestaand onderstation
195	Luik	Amel - Saint-Vith	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen
196	Luik	Ans	Onderstation	150/70/ 15 kV	Twee transformatoren van 50 MVA en een transformator van 145 MVA (gerecupereerd uit Bressoux) in nieuw onderstation
197	Luik	Ans	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 145 MVA
198	Luik	Awirs	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 145 MVA
199	Luik	Awirs	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
200	Luik	Battice	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
201	Luik	Battice - Bellaire	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
202	Luik	Battice - Eupen	Lijn	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Ontwikkeling	2018					✓	✓				6.4.11.
Studie	2019					✓	✓	✓	✓		6.5.4.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.5.4.
Studie	2018					✓	✓	✓	✓		6.5.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.5.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.5.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.5.4.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.5.4.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.5.4.
Realisatie	2018					✓	✓	✓			6.5.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.5.4.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.5.4.
Studie	2018					✓	✓	✓			6.5.4.
Studie	2019					✓	✓	✓	✓		6.5.4.
Studie	na 2025		✓		✓	✓					6.5.3.
Ontwikkeling	2020-2025		✓						✓		6.6.1.
Studie	2020-2025		✓			✓				✓	6.6.1.
Ontwikkeling	2017				✓	✓	✓	✓	✓		6.6.3.
Studie	2020-2025				✓				✓		6.6.3.
Studie	2020-2025				✓				✓		6.6.3.
Ontwikkeling	2018					✓	✓	✓			6.6.8.
Ontwikkeling	2017				✓	✓			✓		6.6.4.
Ontwikkeling	2017				✓	✓				✓	6.6.4.
Ontwikkeling	2017				✓	✓				✓	6.6.4.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
203	Luik	Bévercé	Onderstation	110/15 kV	Nieuwe transformator in bestaand onderstation
204	Luik	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen (exploitatie op 70 kV)
205	Luik	Bévercé - Stephanshof - Butgenbach	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen (exploitatie op 70 kV)
206	Luik	Bressoux	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning, laagspanning en transformator
207	Luik	Bressoux - Jupille	Lijn	150 kV	Aanpassing bestaande lijn
208	Luik	Brume	Onderstation	110/36 kV	Nieuwe transformator van 125 MVA in bestaand onderstation
209	Luik	Brume	Onderstation	110/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
210	Luik	Brume	Onderstation	380/110/36 kV	Nieuwe transformator 380/110 kV van 300 MVA (uitgebaat als 380/36 kV)
211	Luik	Brume	Onderstation	380 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
212	Luik	Brume	Onderstation	220 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
213	Luik	Butgenbach	Onderstation	110/15 kV	Nieuwe transformator in bestaand onderstation
214	Luik	Butgenbach	Onderstation	110 kV	Uitbreiding onderstation op 110 kV (uitbating op 70 kV)
215	Luik	Clermont-sous-Huy	Onderstation	150/70 kV	Afbraak onderstation
216	Luik	Eupen	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
217	Luik	Gramme-Rimière	Lijn	150 kV	Vervangingswerken (uitbating 70 kV)
218	Luik	Hannut	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 90 MVA in nieuw onderstation
219	Luik	Heid-de-Goreux	Onderstation	110 kV	Uitbreiding onderstation op 110 kV (uitbating op 70 kV)
220	Luik	Jupille	Onderstation	220/150 kV	Nieuwe transformator van 300 MVA
221	Luik	Jupille	Onderstation	220 kV	Vervangingen laagspanning en verplaatsen transformator naar Sart-Tilman
222	Luik	Leval	Onderstation	220 kV	Vervangingen laagspanning
223	Luik	Lixhe	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
224	Luik	Lixhe	Lijn	150 kV	Aanpassingen lijn: bretelleringswerken
225	Luik	Petit-Rechain	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Ontwikkeling	2020-2025		✓						✓		6.6.1.
Ontwikkeling	2020-2025		✓			✓				✓	6.6.1.
Realisatie	2016		✓		✓	✓				✓	6.6.1.
Studie	2018					✓	✓	✓	✓		6.6.8.
Ontwikkeling	2016					✓				✓	6.6.3.
Studie	2020-2025		✓				✓	✓	✓		6.6.1.
Studie	2020-2025		✓			✓			✓		6.6.8.
Ontwikkeling	in functie van beslissing klant		✓				✓	✓	✓		6.6.1.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.6.8.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.6.8.
Ontwikkeling	2020-2025		✓						✓		6.6.1.
Realisatie	2016		✓		✓		✓		✓		6.6.1.
Ontwikkeling	2016					✓					6.6.3.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.6.8.
Realisatie	2016				✓					✓	6.6.5.
Studie	2018				✓		✓	✓	✓		6.6.3.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓	✓		6.6.8.
Realisatie	2016					✓			✓		6.6.3.
Ontwikkeling	2020-2025					✓		✓			6.6.3.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.6.8.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.6.8.
Studie	2018				✓	✓				✓	6.6.3.
Realisatie	2015					✓		✓			6.6.8.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
226	Luik	Rimière	Onderstation	220/70 kV	Reserve transformator
227	Luik	Romsée	Onderstation	220 kV	Vervangingen laagspanning
228	Luik	Seraing	Onderstation	220/70 kV	Vervanging transformator van Romsée
229	Luik	Seraing	Onderstation	220/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA
230	Luik	Stephanshof - Amel	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen
231	Luik	Vottem	Lijn	150 kV	Aanpassingen lijn: bretelleringswerken
232	Luxemburg	Aubange	Onderstation	220/15 kV	Nieuwe transformator in bestaand onderstation
233	Luxemburg	Aubange	Onderstation	220 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
234	Luxemburg	Aubange	Onderstation	150 kV	Afbraak onderstation
235	Luxemburg	Aubange	Onderstation	380 kV	Vervangingen laagspanning
236	Luxemburg	Aubange - Villeroux	Lijn	220 kV	Herstellingen funderingen
237	Luxemburg	Aubange - Villeroux	Lijn	220 kV	Herstellingen funderingen
238	Luxemburg	Bomal	Onderstation	110 kV	Nieuw onderstation
239	Luxemburg	Bomal	Onderstation	220/70 kV	Nieuwe transformator van 110 MVA in aftakking op de lijn Rimière-Villeroux
240	Luxemburg	Fays-les-Veneurs	Onderstation	110 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
241	Luxemburg	Heinsch	Onderstation	380 kV	Uitbreiding onderstation (uitgebaat op 220 kV)
242	Luxemburg	Marcourt	Onderstation	220 kV	Herstructurering onderstation
243	Luxemburg	Neufchâteau	Onderstation	110 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
244	Luxemburg	Neufchâteau - lijn Orgéo-Villeroux	Kabel	110 kV	Nieuwe kabel
245	Luxemburg	Orgeo	Onderstation	110 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
246	Luxemburg	Saint-Mard	Onderstation	220/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA en vervangingen laagspanning
247	Luxemburg	Saint-Mard, Marcourt of Heinsch	Onderstation	220/70 kV	Nieuwe transformator van 75 MVA in bestaand onderstation
248	Luxemburg	Saint-Vith	Onderstation	110 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
249	Luxemburg	Soy	Onderstation	110 kV	Nieuw onderstation

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Ontwikkeling	2016										6.6.3.
Studie	2017					✓		✓			6.6.8.
Studie	2019					✓			✓		6.6.3.
Ontwikkeling	2017					✓			✓		6.6.7.
Realisatie	2016		✓			✓				✓	6.6.1.
Studie	2018				✓	✓				✓	6.6.3.
Uitgesteld	na 2025				✓						6.7.3.
Gerealiseerd	2015					✓	✓	✓			6.7.4.
Realisatie	2016					✓					6.7.4.
Studie	2017					✓		✓			6.7.4.
Ontwikkeling	2016					✓				✓	6.7.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.7.4.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.7.1.
Studie	na 2025					✓			✓	✓	6.7.1.
Studie	2018					✓	✓	✓			6.7.4.
Ontwikkeling	2018				✓						6.7.3.
Studie	na 2025					✓					6.7.1.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.7.4.
Studie	2020-2025										6.7.2.
Studie	2019					✓	✓	✓			6.7.4.
Studie	2018					✓	✓	✓	✓		6.7.4.
Uitgesteld	In functie van evolutie productie en belasting		✓		✓						6.7.3.
Studie	2020-2025		✓			✓	✓	✓			6.7.4.
Studie	2018				✓	✓	✓	✓			6.7.1.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
250	Luxemburg	Villeroux	Onderstation	220 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
251	Luxemburg	Villers-sur-Semois	Onderstation	110 kV	Nieuw onderstation
252	Namen	Achêne	Onderstation	380 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
253	Namen	Auvelais	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
254	Namen	Auvelais - Gembloux	Lijn	150 kV	Vervangen lijn
255	Namen	Champion	Onderstation	380 kV	Vervangingen laagspanning
256	Namen	Gramme	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
257	Namen	Gramme	Onderstation	380 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
258	Namen	Hastière - Pondrome	Lijn	110 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
259	Namen	Haute-Sarte	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
260	Namen	Les Isnes	Onderstation	110/12 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA in antenne op Leuze
261	Namen	Leuze - Waret	Lijn/kabel	110 kV	Verbinding voor een tweede voeding van het onderstation Les Isnes door gebruik van tweede draadstel Waret-Les Isnes en nieuw gedeelte kabel
262	Namen	Marche-les-Dames	Onderstation	110 kV	Vervangingen en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
263	Namen	Miecret	Onderstation	110 kV	Vervangingen en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
264	Namen	Namur	Onderstation	110 kV	Vervangingen en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
265	Namen	Plate-Taille	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning
266	Namen	Pondrome	Onderstation	110 kV	Vervangingen en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
267	Namen	Romedenne	Onderstation	110 kV	Vervangingen en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
268	Namen	Seilles	Onderstation	110 kV	Vervangingen en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
269	Namen	Warnant	Onderstation	110 kV	Vervangingen en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
270	Oost-Vlaanderen	Aalst	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 145 MVA in een bestaand onderstation
271	Oost-Vlaanderen	Aalst	Onderstation	150/70/15 kV	Vervangingen hoogspanning, laagspanning en transformator
272	Oost-Vlaanderen	Aalst Noord	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
354	Oost-Vlaanderen	Aalter	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2019					✓	✓	✓			6.7.4.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.7.4.
Ontwikkeling	2018					✓	✓	✓			6.8.2.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.8.2.
Studie	2020-2025		✓			✓				✓	6.8.2.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.8.2.
Realisatie	2016					✓	✓	✓			6.8.2.
Realisatie	2018					✓	✓	✓			6.8.2.
Studie	2018		✓			✓				✓	6.7.2.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.8.2.
Studie	2020-2025				✓						6.8.1.
Studie	2020-2025				✓						6.8.1.
Realisatie	2020-2025				✓	✓	✓	✓	✓		6.8.2.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.8.2.
Realisatie	2016					✓	✓	✓			6.8.2.
Realisatie	2015					✓	✓				6.4.9.
Studie	2017				✓	✓	✓	✓	✓		6.8.2.
Studie	2018				✓	✓	✓	✓	✓		6.8.2.
Studie	2020-2025		✓			✓	✓	✓			6.8.2.
Studie	2017					✓	✓	✓	✓		6.8.2.
Studie	2020-2025					✓					6.9.6.
Studie	2019					✓	✓	✓	✓		6.9.8.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.9.8.
Ontwikkeling	2018					✓		✓			6.9.8.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
273	Oost-Vlaanderen	Afrikalaan - Ham	Kabel	150 kV	Ondergronds brengen gedeelte lijn Ham - Ringvaart
274	Oost-Vlaanderen	Doel	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
275	Oost-Vlaanderen	Doel	Onderstation	380 kV	Vervangingen langskoppelingen
276	Oost-Vlaanderen	Doel - Mercator	Lijn	380 kV	Aanpassingen pylonen voor Saeftinghedok
277	Oost-Vlaanderen	Doel - Mercator	Lijn	150 kV	Aanpassingen pylonen voor Saeftinghedok
278	Oost-Vlaanderen	Drongen	Onderstation	150/36 kV	Nieuwe transformator van 125 MVA
279	Oost-Vlaanderen	Drongen	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning, laagspanning en transformator
280	Oost-Vlaanderen	Eeklo Noord	Onderstation	150/36 kV en 150/12 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA en één nieuwe transformator van 125 MVA
281	Oost-Vlaanderen	Eeklo Noord	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
282	Oost-Vlaanderen	Eeklo Pokmoer	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
283	Oost-Vlaanderen	Eeklo Pokmoer - Langerbrugge	Lijn	150 kV	Vervangingswerken
284	Oost-Vlaanderen	Flora (Merelbeke)	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
285	Oost-Vlaanderen	Flora (Merelbeke)	Onderstation	150/36 kV	Geluidsanering transformatoren 150/36 kV
286	Oost-Vlaanderen	Heimolen	Onderstation	150 kV	Herstructurering onderstation en vervangingen laagspanning
287	Oost-Vlaanderen	Heimolen - Sint-Niklaas	Lijn	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
288	Oost-Vlaanderen	Kluizendok Gent	Onderstation	150/36 kV	Nieuwe transformator 125 MVA op nieuwe site in aftakking op bestaande lijn
289	Oost-Vlaanderen	Kluizendok Gent	Onderstation	150/12 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA op nieuwe site in aftakking op bestaande lijn
290	Oost-Vlaanderen	Langerbrugge	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
291	Oost-Vlaanderen	Langerbrugge - Rechteroever Gent	Lijn/Kabel	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken en nieuw deel kabel
292	Oost-Vlaanderen	Mercator	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
293	Oost-Vlaanderen	Nieuwe Vaart	Onderstation	150/12 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA en vervangingen laagspanning
294	Oost-Vlaanderen	Nieuwe Vaart	Onderstation	150 kV	Herstructurering onderstation
295	Oost-Vlaanderen	Rechteroever Gent	Onderstation	150/36 kV	Verplaatsen transformator van 125 MVA van Sadacem naar Rechteroever
296	Oost-Vlaanderen	Rodenhuize	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Ontwikkeling	2016									✓	6.9.4.
Ontwikkeling	2017					✓	✓	✓			6.9.8.
Ontwikkeling	2017					✓	✓				6.9.8.
Studie	2020-2025									✓	6.9.9.
Studie	2020-2025										6.9.9.
Studie	na 2025		✓		✓						6.9.4.
Studie	2020-2025				✓	✓	✓	✓	✓		6.9.8.
Realisatie	2016		✓		✓						6.9.2.
Ontwikkeling	2018					✓	✓	✓			6.9.8.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.9.8.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.9.8.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.9.8.
Ontwikkeling	2015										6.9.4.
Studie	2020-2025	✓				✓	✓	✓			6.9.1.
Ontwikkeling	2017					✓				✓	6.9.5.
Studie	2020-2025		✓								6.9.3.
Studie	2020-2025		✓		✓						6.9.3.
Realisatie	2017		✓			✓	✓	✓			6.9.8.
Realisatie	2015		✓		✓						6.9.3.
Realisatie	2016					✓	✓	✓			6.9.8.
Realisatie	2016		✓			✓		✓	✓		6.9.4.
Realisatie	2016	✓	✓			✓	✓	✓			6.9.1.
Realisatie	2015		✓		✓	✓					6.9.3.
Realisatie	2019					✓	✓	✓			6.9.8.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
297	Oost-Vlaanderen	Ruien	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
298	Oost-Vlaanderen	Sadacem	Onderstation	150 kV	Afbraak onderstation
299	Oost-Vlaanderen	Sint-Gillis-Dendermonde	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation
300	Oost-Vlaanderen	Sint-Niklaas	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA en vervangingen hoog- en laagspanning
301	Oost-Vlaanderen	Sint-Pauwels	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
302	Oost-Vlaanderen	Wortegem	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning en transformator
303	Oost-Vlaanderen	Zele Industrie	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
304	Vlaams-Brabant	Bruegel	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning
305	Vlaams-Brabant	Bruegel	Onderstation	380 kV	Vervangingen hoogspanning
306	Vlaams-Brabant	Bruegel - Dilbeek	Lijn	150 kV	Vervangen lijn
307	Vlaams-Brabant	Bruegel - Héliport	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
308	Vlaams-Brabant	Bruegel - Sint-Agatha-Berchem - Molenbeek	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
309	Vlaams-Brabant	Diest	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
310	Vlaams-Brabant	Drogenbos	Onderstation	150 kV	Herstructurering onderstation
311	Vlaams-Brabant	Drogenbos - Gouy	Lijn/Kabel	150 kV	Retrofit van bestaande lijn - herstructurering
312	Vlaams-Brabant	Eizeringen	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in aftakking op bestaande lijn
313	Vlaams-Brabant	Gasthuisberg (Leuven)	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 145 MVA en nieuwe transformator van 40 MVA
314	Vlaams-Brabant	Gasthuisberg (Leuven) - Wijgmaal	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
315	Vlaams-Brabant	Kobbegem	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in aftakking op bestaande lijn
316	Vlaams-Brabant	Malderen	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
317	Vlaams-Brabant	Malderen	Onderstation	150/70 kV	Verplaatsen transformator van Schelle naar Malderen
318	Vlaams-Brabant	Sint-Genesius-Rode	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
319	Vlaams-Brabant	Tienen	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 145 MVA
320	Waals-Brabant	Baulers - Gouy	Lijn	150 kV	Vervangen lijn (uitbating op 70 kV)

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Ontwikkeling	2020-2025					✓	✓	✓			6.9.8.
Ontwikkeling	2016		✓		✓	✓	✓	✓	✓		6.9.3.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓		✓	6.9.6.
Ontwikkeling	2017					✓	✓	✓	✓		6.9.5.
Realisatie	2015					✓	✓	✓			6.9.8.
Studie	2020-2025					✓		✓	✓		6.9.8.
Studie	na 2025					✓	✓	✓			6.9.8.
Studie	2017					✓	✓				6.10.4.
Studie	2020-2025					✓	✓				6.10.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.10.4.
Studie	2019				✓	✓				✓	6.12.2.
Studie	2019				✓	✓				✓	6.12.2.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.10.4.
Realisatie	2017					✓	✓				6.10.4.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.3.3.
Studie	2020-2025				✓		✓	✓	✓	✓	6.10.1.
Ontwikkeling	2018				✓						6.10.2.
Realisatie	2016				✓						6.10.2.
Studie	2020-2025				✓						6.10.1.
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.10.4.
Ontwikkeling	2018					✓			✓		6.2.2.
Studie	2019					✓		✓			6.10.5.
Ontwikkeling	2018					✓					6.10.3.
Studie	2019					✓				✓	6.3.4.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
321	Waals-Brabant	Oisquercq	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
322	Waals-Brabant	Waterloo	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
323	Waals-Brabant	Waterloo - Braine l'Alleud	Kabel	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA aangesloten op nieuwe kabel
324	West-Vlaanderen	Avelgem	Onderstation	380 kV	Upgrade onderstation voor HTLS-geleiders
325	West-Vlaanderen	Beveren	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
326	West-Vlaanderen	Beveren-Pittem	Lijn	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
327	West-Vlaanderen	Blauwe Toren	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
328	West-Vlaanderen	Brugge - Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Lijn	150 kV	Installatie Ampacimon-modules op meerdere lijnen
329	West-Vlaanderen	Brugge Waggelwater	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
330	West-Vlaanderen	Brugge Waggelwater - Slijkens	Lijn	150 kV	Versterken van de bestaande lijn
331	West-Vlaanderen	Deinze - Ruien	Lijn	150 kV	Vervangingen geleiders
332	West-Vlaanderen	Ieper	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation
333	West-Vlaanderen	Ieper	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA en afbraak onderstation 70 kV
334	West-Vlaanderen	Ieper - Ieper Noord	Lijn	150 kV	Ontbundeling van bestaande lijn
335	West-Vlaanderen	Ieper - Noordschote	Lijn	150 kV	Upgrade 70 kV lijn naar 150 kV
336	West-Vlaanderen	Ieper - Poperinge	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
337	West-Vlaanderen	Ieper Noord	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
338	West-Vlaanderen	Izegem	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
339	West-Vlaanderen	Izegem - Harelbeke - Desselgem	Lijn	150 kV	Vervangen lijn
340	West-Vlaanderen	Izegem - Sint-Baafs-Vijve	Kabel	150 kV	Nieuw onderstation in aftakking op bestaande verbinding
341	West-Vlaanderen	Koksijde	Onderstation	150/11 kV	Vervanging transformator
342	West-Vlaanderen	Koksijde - Noordschote	Lijn/Kabel	150 kV	Nieuwe verbinding
343	West-Vlaanderen	Koksijde - Slijkens	Onderstation	150 kV	Nieuwe dwarsregeltransformator
344	West-Vlaanderen	Noordschote	Onderstation	150 kV	Upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2020-2025					✓	✓	✓			6.3.2.
Studie	2020-2025				✓						6.3.1.
Studie	2020-2025				✓						6.3.1.
Ontwikkeling	2020-2025	✓									6.11.1.
Studie	2019					✓		✓			6.11.7.
Studie	2020-2025				✓					✓	6.11.9.
Ontwikkeling	2016					✓		✓			6.11.7.
Gerealiseerd	2015		✓		✓						6.11.4.
Realisatie	2015					✓	✓	✓			6.11.7.
Uitgesteld	na 2025		✓		✓	✓				✓	6.11.7.
Studie	na 2025					✓				✓	6.11.7.
Ontwikkeling	2017				✓						6.11.6.
Ontwikkeling	2020-2025		✓			✓					6.11.6.
Ontwikkeling	2016				✓						6.11.6.
Studie	2020-2025				✓	✓				✓	6.11.6.
Ontwikkeling	2017				✓						6.11.6.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.11.7.
Studie	2018					✓	✓	✓			6.11.5.
Studie	2020-2025					✓				✓	6.11.5.
Realisatie	2015				✓						6.11.8.
Studie	2020-2025					✓			✓		6.11.6.
Studie	2020-2025				✓	✓				✓	6.11.6.
Studie	2019	✓									6.11.1.
Studie	2020-2025				✓	✓	✓	✓			6.11.6.

ID	Provincie	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
345	West-Vlaanderen	Pittem	Onderstation	150/15 kV	Vervanging transformator
346	West-Vlaanderen	Pittem	Onderstation	150 kV	Vervanging transformator
347	West-Vlaanderen	Poperinge	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA op nieuwe site
348	West-Vlaanderen	Schoondale (Waregem)	Onderstation	150/10 kV	Twee nieuwe transformatoren van 40 MVA in een nieuw onderstation
349	West-Vlaanderen	Sint-Baafs-Vijve	Onderstation	150 kV	Vereenvoudigen 70 kV en uitbreiding/vervangingen 150 kV
350	West-Vlaanderen	Tielt	Onderstation	150 kV	Vervangingen laagspanning
351	West-Vlaanderen	Wevelgem	Onderstation	150 kV	Vervangingen hoogspanning en laagspanning
352	West-Vlaanderen	Zedelgem	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation

Status project	Voorziene indienstname-datum	Drijfveer					Vervangingen				Verwijzing paragraaf
		Interconnecties en interne backbone	Hernieuwbare / decentrale	Centrale productie	Belastingstoe-name	Veroudering	Hoogspanning	Laagspanning	Transformator	Verbinding	
Studie	2019					✓			✓		6.11.7.
Studie	2020-2025				✓				✓		6.11.9.
Ontwikkeling	2017				✓						6.11.6.
Realisatie	2015				✓						6.11.8.
Studie	2019					✓			✓		6.11.5.
Studie	2020-2025					✓		✓			6.11.7.
Ontwikkeling	2020-2025					✓	✓	✓			6.11.7.
Studie	2020-2025		✓		✓						6.11.3.

7.3. Overzichtstabel projecten stand van zaken

ID	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
23	André Dumont (Genk)	Onderstation	380/150 kV	Nieuwe transformator 555 MVA op een nieuwe site, inclusief realisatie 150 kV verbinding (deels op) bestaande mastenrij van André Dumont naar Langerlo
122	Antoing	Onderstation	150/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA
404	Aubange	Onderstation	220/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
355	Auvelais - Les Isnes - Waret	Lijn/Kabel	110 kV	Retrofit deel van een bestaande lijn en gedeelte kabel, uitgebaat op 70 kv, voor de voeding van Les Isnes
43	Avernas	Onderstation	150 kV	Nieuwe shuntreactor 75 Mvar
356	Awirs - Lixhe	Lijn	220 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
36	Baekeland (Oostakker)	Onderstation	380 kV	Nieuw onderstation
37	Baekeland - Horta	Lijn	380 kV	Versterkingen geleiders Horta - Mercator
357	Baisy-Thy - Corbais	Lijn	150 kV	Ontbundeling van een bestaande lijn
124	Bascoup	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA en vervangingen laagspanning
125	Bascoup - Ville-sur-Haine	Lijn	150 kV	Upgrade tweede draadstel voor uitbating op hogere spanning
200	Battice	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
201	Battice - Bellaire	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
202	Battice - Eupen	Lijn	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
358	Beerse	Onderstation	150/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA
203	Bévercé	Onderstation	110/15 kV	Nieuwe transformator in bestaand onderstation
204	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen (exploitatie op 70 kV)
205	Bévercé - Stephanshof - Butgen-bach	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen (exploitatie op 70 kV)
359	Beveren-Waas	Onderstation	150/15 kV	Vervanging van twee transformatoren van 20 MVA door een transformator van 50 MVA
360	Beveren-Waas	Onderstation	150/30 kV	Nieuwe transformator van 110 MVA
361	Blauwe Toren - Zeebrugge	Kabel	150 kV	Vervangingen van een lijn door twee kabels
46	Bruegel	Onderstation	380/150/36 kV	Nieuwe shuntreactor 75 Mvar (op tertiaire wikkeling 36 kV)
362	Bruegel, Kallo, Merksem, Mol, Monceau, Ruien	Onderstation	150 kV	Bijkomende condensatorbatterijen van 75 Mvar in bestaande onderstations
363	Brugge Waggelwater	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in een bestaand onderstation
330	Brugge Waggelwater - Slijkens	Lijn	150 kV	Versterken van de bestaande lijn
100	Charles-Quint	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in een nieuw onderstation

Vorige indienstnamedatum	Voorziene indienstnamedatum	Status project	Reden voor wijziging
2014	2015	Realisatie	Herziening werkplanning
2014	2016	Realisatie	Herziening werkplanning
Indicatief		Geannuleerd	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
2013	2015	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
2014	2016	Ontwikkeling	Herziening werkplanning
Indicatief		Geannuleerd	
Indicatief	2,5 à 3 jaar na beslissing	Ontwikkeling	Uitstel van de klant
2016-2020	2019	Herzien	Optimalisatie via alternatieve oplossing
2014	2013	Gerealiseerd	
Indicatief	2016	Realisatie	
Indicatief	2018	Studie	
Indicatief	2017	Ontwikkeling	
Indicatief	2017	Ontwikkeling	
Indicatief	2017	Ontwikkeling	
Indicatief		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
2014	2020-2025	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
Indicatief	2019	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
2014	2016	Realisatie	Verkrijgen vergunningen
Indicatief	2015	Gerealiseerd	
2012	2013	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
2012	2013	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
2014	2016	Ontwikkeling	Herziening werkplanning
Gedeeltelijk uitgevoerd	2013	Gerealiseerd	
Uitgesteld	2011	Gerealiseerd	
Herzien	na 2025	Uitgesteld	
2014	2016	Realisatie	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning

ID	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
101	Charles-Quint - Pachéco	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
102	Charles-Quint - Schaarbeek	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
103	Charles-Quint - Sint-Lam-brechts-Woluwe	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
195	Amel - Saint-Vith	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen
138	Ciply	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA in een bestaand onderstation
364	Corbais - Basse-Wavre	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
24	Dilsen-Stokkem	Onderstation	380 kV	Nieuw onderstation voor aansluiting centrale productie-eenheden
3	Doel - Zandvliet	Lijn	380 kV	Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding
365	Drogenbos - Ixelles	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
48	Courcelles	Onderstation	380/150 kV	Nieuwe transformator van 555 MVA in bestaand onderstation
366	Eeklo Noord - Eeklo	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
182	Eisden	Onderstation	150/70 kV	Vervangingen hoogspanning, laagspanning en transformator
367	Fontaine-l'Évêque	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
143	Fontaine-l'Évêque	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
313	Gasthuisberg (Leuven)	Onderstation	150/70 kV	Nieuwe transformator van 145 MVA en nieuwe transformator van 40 MVA
314	Gasthuisberg (Leuven) - Wijgmaal	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
19	Gezelle (Brugge) - Richborough (VK)	Onderstation	380 kV	Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding
369	Gramme - Rimière	Lijn	150 kV	Uitbating van de bestaande lijn 150 kV op 70 kV
370	Ham	Onderstation	150/36 kV	Nieuwe transformator van 125 MVA
154	Harmignies	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformatoren van 40 MVA in nieuw onderstation
155	Harmignies - Ciply - Pâturages	Lijn/Kabel	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken
156	Harmignies - Ville-sur-Haine	Lijn	150 kV	Uitbating van tweede draadstel van bestaande lijn op 150 kV
286	Heimolen	Onderstation	150 kV	Herstructurering onderstation en vervangingen laagspanning
241	Heinsch	Onderstation	380 kV	Uitbreiding onderstation (uitgebaat op 220 kV)
70	Heze	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA in een nieuw onderstation
53	Horta - Stevin	Lijn/Kabel	380 kV	Nieuwe verbinding
38	Horta (Zomergem)	Onderstation	380 kV	Nieuw onderstation

Vorige indienstnamedatum	Voorziene indienstnamedatum	Status project	Reden voor wijziging
2014	2016	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
2013	2016	Realisatie	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
2014	2016	Realisatie	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
Indicatief	2020-2025	Studie	
Indicatief	2020-2025	Studie	
2014	2013	Gerealiseerd	
Indicatief	± 3 jaar na beslissing	Ontwikkeling	
2016	2016	Realisatie	
2012	2012	Gerealiseerd	
Indicatief	2018	Ontwikkeling	
2014		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Indicatief	2018	Studie	
2012	2014	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
Indicatief	2016	Realisatie	
2012/2013	2018	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
2012	2016	Realisatie	Verkrijgen vergunningen
2016-2020	2019	Realisatie	
2012	2015	Gerealiseerd	Verkrijgen vergunningen
2013	2014	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
Indicatief	2020-2025	Studie	
2013	2017	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
Indicatief	2020-2025	Studie	
2016-2020	2020-2025	Studie	
Indicatief	2018	Ontwikkeling	
Indicatief	2016	Realisatie	Verkrijgen vergunningen
2014	2017	Realisatie	Verkrijgen vergunningen
2014	2015	Gerealiseerd	Verkrijgen vergunningen

ID	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
371	Ieper	Onderstation	150/36 kV	Twee nieuwe transformatoren van 65 MVA
340	Izegem - Sint-Baafs-Vijve	Kabel	150 kV	Nieuw onderstation in aftakking op bestaande verbinding
4	Kallo - Ketenisse - Lillo	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
372	Kallo - Lillo	Lijn	380 kV	Nieuwe lijn met twee draadstellen
373	Kallo of Merksem, Lint, Langerlo, Rodenhuize	Onderstation	150 kV	Bijkomende condensatorbatterijen van 75 Mvar in bestaande onderstations
5	Ketenisse	Onderstation	150 kV	Uitbouw onderstation en verzwaren transformatie (125 MVA i.p.v. 65 MVA)
341	Koksijde	Onderstation	150/11 kV	Vervanging transformator
343	Koksijde - Slijkens	Onderstation	150 kV	Nieuwe dwarsregeltransformator
159	La Croyère	Onderstation	150/10 kV	Drie nieuwe transformatoren van 50 MVA in nieuw onderstation
291	Langerbrugge - Rechteroever Gent	Lijn/Kabel	150 kV	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken en nieuw deel kabel
374	Libois	Onderstation	380/36 kV	Nieuwe transformator van 220 MVA in een nieuw onderstation
8	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Lijn	380 kV	Nieuwe lijn met twee draadstellen
15	Liefkenshoek - Mercator	Lijn	380 kV	Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding
375	Ligne	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
376	Ligne - Wattines	Lijn	150 kV	Installatie tweede draadstel
9	Lillo	Onderstation	380/150 kV	Nieuwe transformator van 555 MVA in een nieuw onderstation
377	Lillo - Zandvliet	Lijn	150 kV	Omschakeling van de bestaande 36 kV lijn Lillo-Solvay naar 150 kV en aanleg van een nieuwe verbinding Solvay-Zandvliet
378	Lixhe	Onderstation	220/15 kV	Herstructurering onderstation en nieuwe transformator van 50 MVA
28	Lixhe	Onderstation	380/220 kV	Twee nieuwe transformatoren van 300 MVA in nieuw onderstation
30	Lixhe - Herderen	Lijn	380 kV	Installatie tweede draadstel met HTLS-geleiders
20	Lixhe - Oberzier (D)	Onderstation	380 kV	Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding
379	Lokeren	Onderstation	150/30 kV	Nieuwe transformator van 110 MVA
380	Machelen	Onderstation	150/11 kV	Vernieuwing en installatie van twee transformatoren van 50 MVA
381	Machelen	Kabel	150 kV	Inlussing van de bestaande kabel tussen Verbrande Brug en Harenheide
382	Machelen - Schaarbeek	Kabel	150 kV	Nieuwe kabel
383	Marcourt	Onderstation	220/70 kV	Vervangingen van een bestaande transformator van 75 MVA door een transformator van 90 MVA

Vorige indienstnamedatum	Voorziene indienstnamedatum	Status project	Reden voor wijziging
2014	2020-2025	Geannuleerd	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
2014	2015	Realisatie	Herziening werkplanning
2013	2016	Realisatie	Optimalisatie via alternatieve oplossing
2015		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Gedeeltelijk uitgevoerd	2012	Gerealiseerd	
2013	2016	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
Indicatief	2020-2025	Studie	
2016-2020	2019	Studie	
2013	2016	Realisatie	Herziening werkplanning
Indicatief	2015	Realisatie	
Indicatief		Geannuleerd	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
2014	2020	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
2015	2023	Studie	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
2013	2013	Gerealiseerd	
2013	2013	Gerealiseerd	
2014	2020	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
Herzien		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
2013	2014	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
Indicatief	2017	Realisatie	
Indicatief	2017	Ontwikkeling	
2017-2018	2020	Ontwikkeling	Verkrijgen vergunningen
2012	2013	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
2013	2016	Gerealiseerd	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
Indicatief		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Indicatief		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Indicatief		Geannuleerd	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)

ID	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
33	Massenhoven	Onderstation	380 kV	Uitbreiding onderstation met koppeling
34	Massenhoven - Meerhout	Lijn	380 kV	Upgrade lijn op 150 kV tussen Massenhoven en Heze om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken, gecombineerd met de installatie van een tweede draadstel 380 kV tussen Heze en Meerhout
384	Meer	Onderstation	150/15 kV	Nieuw onderstation
385	Meer - Sint-Job	Lijn	150 kV	Nieuwe lijn
31	Meerhout	Onderstation	380 kV	Uitbreiding onderstation naar twee rails met koppeling
167	Monceau - Fontaine-l'Evêque - Beauregard	Lijn	150 kV	Ontbundeling van een bestaande lijn
168	Montignies	Onderstation	150/10 kV	Vervanging van de transformatoren door twee nieuwe transformatoren van 40 MVA
293	Nieuwe Vaart	Onderstation	150/12 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA en vervangingen laagspanning
294	Nieuwe Vaart	Onderstation	150 kV	Herstructurering onderstation
386	Obourg	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
387	Obourg	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
115	Pachéco	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
171	Pâturages	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA in een bestaand onderstation en vervangingen hoogspanning en laagspanning
388	Pekke-Wevelgem	Lijn	150 kV	Gebruik van twee bestaande draadstellen en aansluiting op onderstation van Wevelgem
89	Petrol (Antwerpen Zuid)	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
389	Plate-Taille	Onderstation	220 kV	Nieuw station met het oog op een rechtstreekse aansluiting
295	Rechteroever Gent	Onderstation	150/36 kV	Verplaatsen transformator van 125 MVA van Sadacem naar Rechteroever
44	Baekeland	Onderstation	380/150 kV	Nieuwe transformator van 555 MVA op nieuwe site
390	Ruien	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
391	Ruien, Izegem	Onderstation	150 kV	Bijkomende condensatorbatterijen van 75 Mvar in bestaande onderstations
392	Rumbeke	Onderstation	150/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA
247	Saint-Mard, Marcourt of Heinsch	Onderstation	220/70 kV	Nieuwe transformator van 75 MVA in een bestaand onderstation
393	Schaarbeek	Onderstation	150/11 kV	Vervanging van vier 36/11 kV transformatoren van 35 MVA door twee 150/11 kV transformatoren van 50 MVA
94	Schelle Dorp	Onderstation	150/70 kV	Gebruik van de 150/70 kV transformator komende van Zurenborg in aftakking op bestaande lijn
21	Aubange	Onderstation	220 kV	Veld voor verbinding naar Luxemburg: installatie dwarsregeltransformator te Schifflange

Vorige indienstnamedatum	Voorziene indienstnamedatum	Status project	Reden voor wijziging
Indicatief	2020-2025	Studie	
Indicatief	2020-2025	Studie	
2015		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
2015		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Indicatief	2017	Studie	
Indicatief	2015	Realisatie	
2013	2015	Realisatie	Herziening werkplanning
2015	2016	Realisatie	
2016-2020	2016	Realisatie	
2012	2014	Gerealiseerd	
2016		Geannuleerd	
2014	2017	Ontwikkeling	
Indicatief	2020-2025	Studie	
Indicatief	2020-2025	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Indicatief	In functie van belastingsvooruitzichten	Uitgesteld	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
Indicatief		Geannuleerd	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
Indicatief	2015	Realisatie	
2016-2020	2018	Studie	
2013	2014	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
Gedeeltelijk uitgevoerd	2011	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
Indicatief		Geannuleerd	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
Uitgesteld	In functie van evolutie productie en belasting	Uitgesteld	
2012	2014	Gerealiseerd	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
2013	2015	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
2016	2015	Realisatie	

ID	Locatie	Type project	Voltage [kV]	Beschrijving
348	Schoondale (Waregem)	Onderstation	150/10 kV	Twee nieuwe transformatoren van 40 MVA in een nieuw onderstation
230	Stephanshof - Amel	Lijn	110 kV	Vervanging van de lijn met één draadstel door een lijn met twee draadstellen
54	Stevin	Onderstation	380/150 kV	Twee nieuwe transformatoren van 555 MVA in nieuw onderstation 380 kV
55	Stevin	Onderstation	380/220 kV	Vier nieuwe transformatoren van 600 MVA in nieuw onderstation 220 kV
56	Stevin - Zeebrugge	Kabel	150 kV	Nieuwe verbindingen
174	Tertre	Onderstation	150/30 kV	Vervanging van een transformator van 60 MVA door een nieuwe transformator van 110 MVA
25	Van Eyck - Zutendaal	Lijn	380 kV	Installatie tweede draadstel met HTLS-geleiders
26	Van Eyck (Kinrooi)	Onderstation	380 kV	Nieuw onderstation op bestaande site
177	Ville-sur-Haine	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA en vervangingen hoogspanning en laagspanning
394	Vottem	Onderstation	220/70 kV	Twee nieuwe transformatoren van 80 MVA in een nieuw onderstation
395	Vottem	Onderstation	220/15 kV	Twee nieuwe transformatoren van 50 MVA
322	Waterloo	Onderstation	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
323	Waterloo - Braine l'Alleud	Kabel	150/11 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA aangesloten op nieuwe kabel
396	Wevelgem	Onderstation	150/15 kV	Nieuwe transformator van 50 MVA
397	Wijgmaal	Onderstation	150 kV	Nieuw onderstation
6	Zandvliet	Onderstation	380 kV	Installatie van een dwarsregeltransformator (parallelschakeling)
398	Zurenborg	Onderstation	150/70 kV	Herstructurering onderstation
399	Zwevegem	Onderstation	150/10 kV	Nieuwe transformator van 40 MVA
400	Lixhe - Herderen	Lijn	380 kV	Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding (voor de komst van centrale productie)
401	André Dumont (Genk)	Onderstation	380/150 kV	Bijkomende transformator 555 MVA op bestaande site bij verdwijning ondersteuning 150 kV vanuit Luik, inclusief installatie tweede draadstel 380 kV tussen Zutendaal en André Dumont
402	Courcelles	Onderstation	380 kV	Nieuw aansluitingsveld voor centrale productie in bestaand onderstation
403	Villeroux	Onderstation	220/70 kV	Nieuwe transformator van 90 MVA

Vorige indienstnamedatum	Voorziene indienstnamedatum	Status project	Reden voor wijziging
2014	2015	Realisatie	Herziening werkplanning
2014	2016	Realisatie	
2014	2017	Realisatie	Verkrijgen vergunningen
2014	2017	Realisatie	Verkrijgen vergunningen
2014	2017	Realisatie	Verkrijgen vergunningen
2013	2016	Realisatie	Herziening werkplanning
2014	2015	Realisatie	Herziening werkplanning
2014	2015	Realisatie	Herziening werkplanning
Indicatief	2020-2025	Studie	
Indicatief		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Indicatief		Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
Indicatief	2020-2025	Studie	
Indicatief	2020-2025	Studie	
Indicatief		Geannuleerd	Herziening onderliggende hypotheses (belastingsgroei, decentrale productie, …)
2012	2012	Gerealiseerd	
2016-2020	2016	Realisatie	
2013	2015	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
2013	2014	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
Indicatief	± 5 jaar na beslissing	Geannuleerd	Annulering van de klant
Indicatief	± 5 jaar na beslissing	Geannuleerd	Annulering van de klant
Indicatief	1,5 à 2 jaar na beslissing	Geannuleerd	Annulering van de klant
Indicatief	2015	Gerealiseerd	

7.4. Legende kaarten

- Bestaand onderstation (380 kV)
- Bestaand onderstation (220 kV)
- Bestaand onderstation (150 kV)
- Bestaand onderstation (110 kV)
- Bestaand onderstation (70 kV)

- Nieuw onderstation (380 en/of 220 en/of 150 kV en/of 110 kV)
- Uitbreiding transformatiecapaciteit (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)

- 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 HDVC-verbinding
- Nieuwe 380 kV kabel
- Nieuwe 220 kV kabel
- Nieuwe 150 kV kabel

- Aanpassing bestaande 380 kV verbinding
- Aanpassing bestaande 220 kV verbinding
- Aanpassing bestaande 150 kV verbinding