

Federaal Ontwikkelingsplan Elia 2020-2030

Rapport publieke consultatie

15/02/2019

Inhoudstafel

Inleiding	3
1 Overzicht van de reacties & adviezen	4
2 Gebruikte scenario's en hypothesen	5
2.1 Vraag naar bijkomende scenario's	5
2.2 Hypothesen rond hernieuwbare productie	6
2.3 Diverse opmerkingen	9
3 Behoeftendetectie en markt-aspecten	12
3.1 Bijkomende informatie rond verwachte congesties	13
3.2 Markt-aspecten en loopflows	13
4 Algemene opmerkingen ontwikkelingsplan	16
4.1 Publieke aanvaarding	16
4.2 Investeren in interconnectoren	22
4.3 Diverse opmerkingen	24
5 Specifieke investeringsprojecten	26
5.1 Aansluiten van offshore windproductie	26
5.2 Investeren in de 380kV backbone	29
5.3 iLand	30
5.4 Rationalisatie van het 36 en 70kV naar een hoger spanningsniveau"	31
5.5 Ontwikkeling van de 220-150-110kV netten	31
6 Kosten-baten analyse	32
7 Impact op transmissienet-tarieven	36
8 Transparantie van het ontwikkelingsplan	41
8.1 Duidelijkheid over welke projecten ter goedkeuring voorgelegd worden	41
8.2 Duidelijkheid over de condities verbonden aan de goedkeuring van bepaalde projecten	41
Bijlage 1: Bijkomende informatie rond verwachte congesties in het transmissienet	43
Bijlage 2: Ontvangen niet-confidentiële reacties en adviezen in het kader van de publieke consultatie	46

Inleiding

In uitvoering van de wet van 13 februari 2006¹ vond de publieke consultatie van het federaal ontwikkelingsplan van het transmissienet 2020-2030 plaats van 15 oktober tot 15 december 2018. Deze belangrijke fase in het proces van opstellen van een nieuw ontwikkelingsplan heeft geresulteerd in een aantal reacties tijdens de publieke consultatie, waarvan 6 als niet-confidentieel werden aangemerkt. Daarnaast werden ook een aantal bijkomende wettelijk voorziene adviezen uitgebracht op het federaal ontwikkelingsplan.

Elia heeft alle confidentiële en niet-confidentieële reacties en adviezen betreffende het ontwerp van ontwikkelingsplan 2020-2030 grondig bestudeerd. Elia heeft getracht hier zo goed als mogelijk rekening mee te houden en heeft naar aanleiding van deze opmerkingen verschillende aanpassingen en verduidelijkingen doorgevoerd in de hoofdstukken van het ontwikkelingsplan.

Het objectief van deze nota is het samenvatten van de belangrijkste elementen uit de niet-confidentieële reacties en adviezen, alsook een antwoord bieden op deze elementen met eventuele verwijzing naar aangepaste passages in het ontwerp van ontwikkelingsplan. De confidentiële reacties worden in deze nota niet opgenomen en zullen bilateraal met de betrokken partijen worden besproken en toegelicht.

De verkregen reacties en adviezen werden onderverdeeld in een aantal thema's. Deze thema's vormen de basis van de structuur van deze nota, waarbij voor elk thema eerst een overzicht gegeven wordt van de verkregen reacties en adviezen, gevolgd door een aantal elementen van antwoord.

¹ 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)

1 Overzicht van de reacties & adviezen

Tabel 1 geeft een overzicht van de partijen die een niet-confidentiële reactie op het ontwerp van ontwikkelingsplan indienden in het kader van de publieke consultatie.

Tabel 2 geeft een gelijkaardig overzicht van bijkomende uitgebrachte adviezen².

In beide tabellen wordt aan elke reactie en advies een afkorting toegekend die doorheen dit document zal gebruikt worden om naar desbetreffende partij te verwijzen.

Voor de niet-confidentiële reacties en adviezen worden de volledige documenten ter informatie bijgevoegd in de bijlagen aan deze nota.

Tabel 1: Overzicht niet-confidentiële reacties op de publieke consultatie

Belgian Offshore Platform	[BOP]
Ampacimon	[AMP]
Febeliec	[FEB]
Sociaal-Economische Raad Vlaanderen	[SERV]
Bond Beter Leefmilieu, Greenpeace en IEW	[BGI]
Belgian Generators Association: FEBEG, EDORA & ODE	[BGA]

Tabel 2: Overzicht bijkomende adviezen

SEA Comité	[SEA]
CWAPE	[CWAP]
Waalse overheid	[WAL]
Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling	[FRDO]
Brugel	[BRUG]

² Het eerder verkregen advies van de CREG wordt in deze tabel niet hernomen, aangezien de behandeling van het advies en de daaruit resulterende wijzigingen aan het ontwikkelingsplan plaatsvonden vóór de publieke consultatie

2 Gebruikte scenario's en hypotheses

2.1 Vraag naar bijkomende scenario's

[AMP] 2.1.1	"Nous nous étonnons aussi de ne pas voir un scénario de type « off-grid » avec une diminution plus ou moins importante du besoin de réseau."
----------------	--

Het in het ontwikkelingsplan opgenomen scenario « Decentral [DEC] » is een scenario met meer gedecentraliseerde productie, gecombineerd met meer lokale opslag. Dit scenario vertoont een trend die overeenstemt met het zogenaamde "offgrid"-scenario, en de resultaten op basis van dit DEC-scenario kunnen ook verwacht worden in dezelfde lijn te liggen.

[BGI] 2.1.2	"Tot 2025 wordt er slechts één enkel scenario gehanteerd. Gezien de huidige context (technische en juridische onzekerheid over de verdere beschikbaarheid van de kerncentrales) is het echter aangewezen om voor de periode tot 2025 verschillende scenario's in acht te nemen met een verminderde nucleaire capaciteit en het potentieel van de vraagbeheersing in periodes van schaarste."
----------------	--

Voor de tijdshorizon 2025 is er inderdaad één enkel weerhouden scenario dat ook gebruikt werd door ENTSO-E (in het kader van TYNDP). Voor wat betreft de beschikbaarheid van het nucleair productiepark is er in overleg met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau (zie "2.1.3 Wettelijke basis voor scenario's") beslist om als basis de huidige wettelijke regeling te volgen (zie "2.3.1.3 Evolutie van de capaciteit aan thermische centrales voor België").

De impact van het Belgisch productiepark op de bevoorradingszekerheid is het onderwerp van verschillende andere studies, gepubliceerd elk jaar (voor de 3 komende winters), of elke 2 jaar (met de komende 10 jaar als horizon). Deze impact valt buiten de scope van voorliggend ontwikkelingsplan.

[BGI] 2.1.3	"Het "Our Energy Future"-scenario stelt voor 2030 hogere opgestelde vermogens voor wind op land (6,6 GW) en zon (13,4 GW) voorop dan de meest ambitieuze scenario's gehanteerd in het ontwikkelingsplan van ELIA. In het licht van de klimaatuitdaging, vragen we daarom om tevens sensitiviteiten door te rekenen met een hoger aandeel hernieuwbare energie."
----------------	---

Verwijzend naar “2.1.3 Wettelijke basis voor scenario’s” is de keuze van de scenario’s die werden opgenomen in het voorliggende Federaal Ontwikkelingsplan gebaseerd op de scenario’s die in het monitoringverslag worden uiteengezet, alsook op basis van de aanbevelingen en genomen beslissingen in het kader van de samenwerking tussen Elia, de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau, teneinde dit Federaal Ontwikkelingsplan op te stellen.

Voor wat betreft de onshore windcapaciteit omvat het NEKP/PNEC (scenario WAM – dat in lijn zou moeten zijn met de gestelde Europese objectieven) een capaciteit van 4 GW. Voor 2030 wordt in 2 van de 3 scenario’s deze capaciteit overschreden. Voor wat betreft de capaciteit aan zonne-energie wordt 11 GW vooropgesteld in het NEKP/PNEC (WAM-scenario). Deze waarde werd tevens hernomen in het scenario “Decentral [DEC]”.

[FRDO] 2.1.4	“Op korte termijn (2025) voorziet het onderzochte ontwerpplan in slechts één scenario. Gelet op de huidige context van technische en juridische onzekerheid over de werking van de kernreactoren in de toekomst vindt de FRDO het aangewezen om verschillende scenario’s in aanmerking te nemen voor deze periode die tot 2025 loopt, met een verminderde nucleaire capaciteit.”
-----------------	--

Zie antwoord 2.1.2.

2.2 Hypotheses rond hernieuwbare productie

[BGI] 2.2.1	“De groei van hernieuwbare energie werd door ELIA gebaseerd op de verschillende scenario’s van het TYNDP. Deze zijn echter onvoldoende ambitieus in het licht van de noodzakelijke CO ₂ -reducties om de klimaatverandering te beperken. Het recente IPCC-rapport illustreert dat we in Europa ruim voor 2050 naar een nul-uitstoot moeten evolueren. Daarbij is de versnelde evolutie naar een koolstofvrije elektriciteitsvoorziening - en dus een versterkte groei van hernieuwbare energie cruciaal. Dit wordt ook bevestigd in de “Strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy by 2050” van de Europese Commissie.”
----------------	--

Verwijzend naar hoofdstuk 2 heeft Elia zich gebaseerd op enerzijds de scenario’s uit het TYNDP en anderzijds op de scenario’s TYNDP+ die up-to-date werden gebracht met de meest recente marktgegevens. De aangehaalde informatie inzake de Europese doelstelling qua hernieuwbare energie was nog niet gekend tijdens de opmaak van de scenario’s.

Niettemin bevatten 2 van de 3 scenario’s TYNDP en TYNDP+ een aandeel aan

hernieuwbare tot meer dan 40% van het elektriciteitsverbruik (RES-E). Dit komt overeen met het plan dat België eind december 2018 heeft voorgelegd in het kader van het NEKP/PNEC in lijn met de Europese objectieven (scenario WAM) (<https://economie.fgov.be/fr/publications/projet-de-plan-national>) met 40% tegen 2040. Dit plan zal nog meerdere consultaties en consolidaties doorlopen maar dit bevestigt dat de scenario's van het ontwikkelingsplan een grote waaier aan vooruitzichten bieden waaronder ook scenario's met een penetratiegraad aan hernieuwbare energie die toelaten om de Europese objectieven te halen (en die opgelegd kunnen worden aan België tegen 2030).

[BGI] 2.2.2	“Le développement des énergies renouvelables en Belgique présenté dans le projet de Plan sous revue est erronément sous-estimé. En effet, à la page 48 du projet de Plan sous revue, l’objectif européen de 32 % d’énergie renouvelable en 2030 est traduit par une intégration de 18 à 20 % d’énergie renouvelable (SER) et de 37 à 38% d’ électricité renouvelable (SER-E) en Belgique en 2030. Or l’étude du Bureau du Plan à laquelle le projet de Plan fait référence pour présenter ces chiffres (en sa note 28) est basée sur un objectif européen de 27% d’énergie renouvelable en 2030, et non 32% comme affirmé par Elia. L’augmentation de 5% de l’objectif renouvelable européen (de 27 à 32%) à l’horizon 2030 se traduira nécessairement par une augmentation substantielle de l’électricité renouvelable produite au niveau belge. Dans ce contexte, on demande à Elia de revoir à la hausse de manière cohérente l’intégration d’électricité renouvelable prévue au niveau belge à l’horizon 2030. On note en outre que les directives Efficacité Energétique et Energie Renouvelable, récemment votées par le Parlement européen, et qui fixent les objectifs européens de 32,5% d’efficacité énergétique et de 32% d’énergie renouvelable en 2030 donnent un mandat explicite pour que ces deux objectifs soit revu à la hausse d’ici 2023 (en lien avec le mécanisme de rehaussement de l’ambition prévu par l’Accord de Paris). Selon une étude européenne, dans un scénario où l’objectif européen d’énergie renouvelable en 2030 serait modestement augmenté de 32 à 35%, l’objectif belge d’énergie renouvelable passe à 27,5 %, soit nettement plus que les 18 à 20% actuellement envisagés par Elia.”
----------------	---

Elia neemt nota van deze opmerking en heeft de tekst alsook figuur 2.1 in het ontwikkelingsplan bijgewerkt met de meest recente waarden voor 2030.

Zoals vermeld in de vorige vraag valt de toename van de doelstellingen binnen het bereik dat wordt geanalyseerd door de scenario's.

[BGI] 2.2.3	“Tot slot stelt zich de vraag waarom de capaciteit van WKK’s in de scenario’s van ELIA geen verdere groei kent (blijft stabiel op 1800 MW)? Gezien het belang van deze technologie, zeker ook in het licht van de opvang van de kernuitstap, lijkt het ons aangewezen om ook sensitiviteiten door te rekenen met een hoger aandeel warmtekrachtkoppeling.”
----------------	--

De scenario’s baseren zich op de informatie waarover Elia beschikt betreffende projecten voor nieuwe productie-eenheden volgens de verschillende categorieën. Aangezien er weinig WKK-projecten in realisatie zijn, werd geopteerd om deze capaciteit constant te houden over de verschillende tijdshorizonten heen.

Het is belangrijk om te vermelden dat de behoefte aan nieuwe capaciteit, nodig om de nucleaire uitstap op te vangen (zoals vermeld in voorliggend ontwikkelingsplan of in de verschillende bevoorradingszekerheidsstudies van Elia) ook geleverd kan worden door (nieuwe) WKK-eenheden.

[FRDO] 2.2.4	“Volgens de Raad moet de ontwikkeling van het elektriciteitstransmissienet 2020-2030 passen in het kader van de uitvoering van het Nationaal Energie Klimaat Plan 2030 (NEKP). Dat NEKP moet coherent zijn met de doelstellingen van het Akkoord van Parijs, het moet ernaar streven om het energieverbruik te verlagen en om tot 100 % hernieuwbare energie te komen tegen 2050.”
-----------------	--

Het ontwikkelingsplan werd voorgelegd ter consultatie nog voor het NEKP/PNEC werd opgeleverd. Een voorlopige versie van het NEKP/PNEC werd eind december 2018 voorgelegd aan de Europese Commissie voor consolidatie. De scenario’s van het ontwikkelingsplan zijn compatibel met de Europese doelstellingen alsook met het meest ambitieuze scenario (WAM) van het NEKP/PNEC voor België.

[FRDO] 2.2.5	“De FRDO beklemtoont dat de ontwikkeling van hernieuwbare energie die wordt voorgesteld in het voor advies voorgelegde ontwerpplan onderschat lijkt te zijn, want de Europese doelstelling van 32 % hernieuwbare energie in 2030 wordt omgezet in een integratie van 18 tot 20 % hernieuwbare energie (RES) en van 37 tot 38 % elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen (RES-E) in België in 2030. De studie van het Federaal Planbureau waarnaar het voorgelegde ontwerpplan verwijst (in zijn voetnoot 28) om die cijfers voor te stellen, is evenwel gebaseerd op een Europese doelstelling van 27 % hernieuwbare energie in 2030, en niet van 32%. De Raad onderstreept bijgevolg dat de versterking van de Europese doelstelling inzake hernieuwbare energie (van 27 naar 32%) tegen 2030 noodzakelijkerwijs zal moeten worden omgezet in een aanzienlijke toename van de in België
-----------------	---

	geproduceerde hernieuwbare elektriciteit. Daarnaast merkt de FRDO op dat de richtlijnen “Energie-efficiëntie” en “Hernieuwbare energie” (onlangs aangenomen door het Europees Parlement) die de Europese doelstellingen van 32,5% aan energie-efficiëntie en 32% aan hernieuwbare energie tegen 2030 vastleggen, een uitdrukkelijk mandaat geven om die twee doelstellingen naar boven bij te stellen tegen 2023 (in samenhang met het mechanisme tot aanscherping van de streefdoelen waarin het Akkoord van Parijs voorziet). Bovendien merkt de Raad op dat, volgens een studie uit 2017, de Belgische doelstelling - in een scenario waarin de Europese doelstelling inzake hernieuwbare energie in 2030 zou worden opgetrokken van 32 naar 35% - zou stijgen tot 27,5%, wat duidelijk hoger ligt dan de 18 à 20% die Elia momenteel voor ogen heeft. De Raad denkt bijgevolg dat Elia in zijn voor advies voorgelegde ontwikkelingsplan van nu af aan het vooruitzicht van versterkte doelstellingen inzake energie-efficiëntie en hernieuwbare energie tegen 2030 zou moeten integreren en dat dat plan volledig zou moeten overeenstemmen met de te verwachten hogere niveaus van hernieuwbare energie en energie-efficiëntie. De FRDO voegt hieraan toe dat de “Strategische langetermijnvisie voor een bloeiende, moderne, concurrerende en klimaatneutrale economie tegen 2050 – Een schone planeet voor iedereen” die de Europese Commissie op 28 november 2018 goedkeurde, een duidelijke koers vastlegt om binnen de Europese Unie tot een netto emissie van 0% te komen tegen 2050. De Raad vraagt dan ook aan Elia om zijn voor advies voorgelegde plan volledig in overeenstemming te brengen met de koers die deze strategische visie vastlegt. De raad vraagt zich ook af waarom er geen groei van warmtekrachtkoppeling wordt vooropgesteld.”
--	--

Zie antwoorden 2.2.1 tot en met 2.2.4.

2.3 Diverse opmerkingen

[BGA] 2.3.1	”It should be clarified how much flexibility this plan still allows for future trends: the pro-active approach that Elia proposes in the plan also means taking decisions before some of the underlying assumptions have been realized. Are there ‘early indicators’ foreseen that some assumptions may be wrong and projects may have to be adapted? A more considerate approach – given the substantial financial costs associated with the projects – would be to only decide pro-actively on large-scale projects that bring no-regret solution for Belgian citizens. In this
---------------------------	---

respect, massive development of transmission networks should be put into perspective with some elements: congestion management, development of decentralized storage, electrification, etc.”

Verwijzend naar sectie 3.3 van het ontwikkelingsplan: om de behoeften aan transmissiecapaciteit in te vullen streeft Elia naar een robuuste, flexibele en modulaire netwerkinfrastructuur (zie figuur 3.12). Dergelijke aanpak is vanuit Belgisch perspectief een belangrijke strategische hefboom om de energietransitie te realiseren, waarbij keuzevrijheid wordt geboden wat betreft de toekomstige energiemix en flexibiliteit op het pad om die te bereiken. Indien bepaalde assumpties of hypothesen eerder of later vervuld worden, of niet, dan biedt deze aanpak de meeste flexibiliteit.

Belangrijk in die context is dat Elia haar infrastructuurprojecten op een zo robuust mogelijke wijze afstemt op de verschillende scenario's, doch Elia bevindt zich niet in een positie om aan te geven welk scenario het meest wenselijk of waarschijnlijk is. De mate en timing waarmee deze zich realiseren vallen buiten de verantwoordelijkheid van de netbeheerder, immers keuzes inzake energietransitie worden genomen door de betrokken overheidsinstanties.

Het is daarom belangrijk om te benadrukken dat de nood aan de projecten die in dit ontwikkelingsplan ter goedkeuring worden voorgelegd robuust is tegenover de verschillende trends die zich naar de toekomst toe kunnen realiseren.

[BGI]
2.3.2

“In het ontwerp ontwikkelingsplan wordt voor het base case en het large-scale RES scenario uitgegaan van een jaarlijkse groei van 4% aan vraagsturing vertrekkende van 637 MW in 2016.

Voor het decentraal scenario wordt uitgegaan van een jaarlijkse groei van 8%. Na 2030 blijft het volume vraagsturing constant (op een lichte toename na in het large scale RES scenario). Voor de evolutie van de vraag stelt ELIA een toename voorop van het verbruik. Kan ELIA aangeven op basis van welke onderbouwingen deze aannames werden gekozen? In hoeverre is daarbij rekening gehouden met de energiebesparingsdoelstellingen voor 2030?

Het zou interessant zijn om niet alleen een sterk onderbouwde scenario's voor de totale vraag naar voor te schuiven, maar ook een gedetailleerde analyse te doen van de vraagprofielen en de vraag uit te drukken in vermogensduurcurves in plaats van TWh (zoals ook door de CREG gevraagd in haar advies op het ontwerp ontwikkelingsplan).”

De gebruikte hypothesen voor het volume aan vraagsturing in de 'Base Case' en 'Large Scale RES' 2030 scenario's (1.1 GW voor 2030) zijn gebaseerd op dezelfde hypothesen zoals gebruikt in de Elia studie "Adequacy and Flexibility study 2017-

2027”³, dewelke gebaseerd was op een marktrondvraag uitgevoerd in 2016. Dit komt overeen met een jaarlijkse groei van ongeveer 4% vanaf 2016 tot aan de 2030 horizon.

Voor het ‘Decentral’ scenario werd aangenomen dat de jaarlijkse groei verdubbeld kan worden in zo’n scenario, dankzij digitalisatie, en zou 2 GW kunnen bereiken in 2030.

Voor de periode na 2030 is de evolutie van het ‘load shedding’ volume gebaseerd op de methodologie zoals beschreven in de eerder gepubliceerde studie van Elia⁴ (sectie 2.5.1, sub-sectie “Demand Shedding”).

Deze evolutie is gebaseerd op een percentage van het genormaliseerd piekverbruik in elk land (13.3 GW voor België, i.e. zonder temperatuurseffect en bijkomende elektrificatie) waarvoor het mogelijk is om het verbruik te verlagen met een maximum van 3 uur per dag (7% voor BC, 10% voor RES en 15% voor DEC in 2040, zie sectie 2.5.1 in de Elia studie). Deze benadering is in lijn met andere Europese studies over vraagsturing zoals <http://energy.sia-partners.com/demand-response-study-its-potential-europe>.

Op deze basis wordt het maximum ‘load shedding’ volume reeds bereikt in 2030 in de BC en DEC scenario’s en wordt het vervolgens constant gehouden na 2030. Het RES-scenario omvat nog een kleine stijging en bereikt het beoogde percentage van het piekverbruik in 2040 (1.3GW). Het ontwikkelingsplan werd aangevuld met nieuwe figuren hieromtrent.

Het is belangrijk om weten dat er geen directe link gemaakt mag worden tussen de hypothesen gebruikt voor ‘load shedding’ en de beoogde doelstelling inzake energie-efficiëntie. ‘Load shedding’ volumes zijn een vermindering in verbruik, gedreven door heel hoge prijzen op de elektriciteitsmarkt terwijl energie-efficiëntie slaat op maatregelen teneinde het verbruik te verminderen ongeacht de volatiliteit in prijs. (voor meer info over de activatieprijs, zie de eerder gepubliceerde studie van Elia⁴ (sectie 2.4.2.1)).

Betreffende de vraag over het elektriciteitsverbruik, wordt er meegegeven dat het ontwikkelingsplan werd aangevuld met de monotone curve van het totaal Belgisch elektriciteitsverbruik (gemiddelde over alle klimaatjaren) om zodoende het effect te illustreren van elektrificatie op de verbruiksprofielen voor elektriciteit in de verschillende scenario’s (zie figuur 2.9).

[FRDO]	“De FRDO vraagt zich af op welke basis de parameters voor de evolutie
--------	---

³ www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/studies/160421_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_FR.pdf

⁴ http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

2.3.3	van de vraag naar elektriciteit gedimensioneerd werden en vindt dat een grondige analyse van de mogelijke evolutie van de vraag en van de gebruiksprofielen noodzakelijk is, aangezien een dergelijke evolutie zeer waarschijnlijk is door de toenemende flexibiliteit van de vraag naar elektriciteit. De Raad vindt het ook wenselijk om een extra analyse uit te voeren van de mogelijkheden voor energiebesparing en om de vraag te beheren en van de impact van die mogelijkheden op de vraag naar elektriciteit. Dat geldt eveneens voor de verschillende oplossingen op het gebied van opslag en de FRDO vindt dat die analyse rekening moet houden met de link met het energiesysteem in ruime zin (warmte, het extra elektrificeren van industriële processen en transport)."
-------	--

Zoals beschreven in Hoofdstuk 2 van het ontwikkelingsplan is de gebruikte methodologie voor de inschatting van de evolutie van het Belgisch elektriciteitsverbruik gebaseerd op de methodologie zoals ontwikkeld door ENTSO-E. Deze werd in dat kader onderworpen aan een publieke consultatie. Deze methodologie wordt meer in detail beschreven in de eerder gepubliceerde studie van Elia⁵ en in het ENTSO-E MAF-rapport⁶.

De parameters gebruikt voor de voorspellingen van het Belgische elektriciteitsverbruik worden beschreven in sectie 2.4.1 van de eerder gepubliceerde studie van Elia⁵.

Tenslotte, verwijzend naar sectie 2.3.1.4 van het ontwikkelingsplan, wordt de evolutie van de flexibiliteit van het verbruik in België gemodeliseerd, rekening houdend met 2 types vraagbeheer: een vermindering van het verbruik en een uitstel van het verbruik. Deze worden geactiveerd door het model in functie van de marktnoden voor elk gesimuleerd uur. Er worden verscheidene hypothesen in acht genomen voor de verschillende geanalyseerde scenario's, hetgeen toelaat om het potentieel effect van deze mechanismes te capteren op de socio-economische resultaten. De gebruikte hypothesen zijn opgenomen in het ontwikkelingsplan (sectie 2.3.1.4) en bijkomende informatie kan gevonden worden in de eerder gepubliceerde studie van Elia⁵ (in sectie 2.4.2).

3 Behoeftendetectie en markt-aspecten

⁵ http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

⁶ https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf

3.1 Bijkomende informatie rond verwachte congesties

[AMP]	“D’une part, nous regrettons le manque de détail au niveau des problèmes de congestion dans le réseau liés aux différents scénarios”
3.1.1	

Het Federaal Ontwikkelingsplan identificeert de behoeften aan bijkomende transportcapaciteit en bepaalt de toekomstige investeringsprojecten voor de tijdshorizon 2020-2030. Daarvoor heeft Elia markt- en netstudies uitgevoerd die in lijn zijn met de TYNDP 2018 methodologie.

Verwijzend naar sectie “1.4.2.2 Loadflowstudies”, wenst Elia mee te geven dat voorliggend federaal ontwikkelingsplan gebaseerd is op een groot aantal simulaties, waarvan in sectie “3.2 Behoeftendetectie” de belangrijkste resultaten werden samengevat; met een specifieke aandacht om duidelijk de link te maken met het TYNDP 2018 van ENTSO-e.

Het TYNDP 2018 is tevens een publiek document waarin veel bijkomende gegevens en resultaten opgenomen werden. Er werd geopteerd om al deze data niet te reproduceren in het federaal ontwikkelingsplan, maar om duidelijke verwijzingen in te bouwen. Specifiek kan er verwezen worden naar de zogenaamde Identification of System Needs (IoSN) studie⁷ en naar het bijhorend regionaal investeringsplan voor de Noordzee regio⁸.

Daarnaast werd in bijlage aan dit consultatierapport bijkomende informatie rond de verwachte congesties opgenomen onder de vorm van ‘duration curves’.

3.2 Markt-aspecten en loopflows

[FEB]	“The draft plan concentrates on the “hardware” aspects of the transmission grid, but Febeliec is also very concerned about the “software” aspects. Current capacity allocation and calculation methods, calculations of the “base case” scenarios and the use of flow-based allocation algorithm do not lead to an optimal use of the (interconnector) capacity for market functioning and integration, as very often priority is given to non-commercial flows (loopflows) to the detriment of grid availability for the CWE market coupling mechanism. Grid users therefore require clear guarantees that new investments in additional infrastructure
3.2.1	

⁷ Europe Power System 2040: completing the map & assessing the cost of non-grid, ENTSO-E, <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040/>

⁸ Regional Investment Plan 2017 Regional Group North Sea, ENTSO-E, https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf

will positively contribute to market functioning and integration rather than allowing even more loopflows to cannibalise (cross-border) capacity.”
--

Het principe dat wordt gehanteerd om tot een kosten-efficiënte oplossing te komen is in eerste instantie inzetten op het maximaal benutten van het potentieel van bestaande infrastructuur voor zowel de interne 380 kV backbone alsook voor bestaande interconnecties. Dit zowel qua “software” alsook qua “hardware”.

Onder de noemer “software” kan men de werking van de Flow-Based marktkoppeling verstaan; hieromtrent neemt Elia samen met alle betrokken partijen de nodige initiatieven om te komen tot een verbeterde werking, inclusief het mitigeren van de negatieve impact van loop flows. Ook de recente evoluties in het kader van het “Clean Energy Package” zijn hierin het vermelden waard.

Het beter benutten van bestaande infrastructuur qua “hardware” komt erop neer dat aanzienlijke efficiëntiewinsten kunnen worden gerealiseerd met relatief beperkte investeringskosten (vb Dynamic Line Rating, dwarsregeltransformatoren, hoogperformantiegeleiders, ...). In het kader van dit ontwikkelingsplan worden dan ook enkel dergelijke projecten ter optimalisatie van bestaande interconnecties ter goedkeuring opgenomen, en worden geen nieuwe interconnectie-projecten ter goedkeuring voorgelegd.

[FEB] 3.2.2	“Febeliec underlines the importance of timely SPAIC analyses (Standard Process for Assessing Impact of Changes) on the impact of all changes in assets and procedures for CWE market functioning and integration. For existing projects (e.g. NEMO, Alegro, ...) Febeliec regrets this information is only made available in a very late stage.”
----------------	--

Wat betreft de modellering van de marktkoppeling en de sociale-welvaartsanalyses wenst Elia allereerst aan te geven dat zowel voor de behoeftendetectie als voor de kosten-batenanalyse in het kader van het Europese netontwikkelingsplan (TYNDP) een geharmoniseerde methodologie vastgelegd werd op basis van een NTC-modellering (zie ook de verwijzing naar deze methodologie op pag. 99 van het ontwikkelingsplan). Om de wettelijk vereiste consistentie tussen het Federaal Ontwikkelingsplan en het TYNDP te bewaren past Elia dezelfde methodologie toe bij het opstellen van het plan.

Momenteel wordt zowel binnen ENTSO-e als binnen Elia een aangepaste methode ontwikkeld, geënt op de principes van de Flow-Based (FB) marktkoppeling. Op dit moment is zulke methodologie echter nog niet volledig beschikbaar. De overgang van een NTC-model naar een FB-model zal vanzelfsprekend impact hebben op de berekende welvaartseffecten; er wordt echter verwacht dat dit geen fundamentele verschillen qua trends en conclusies zal teweegbrengen. Wat betreft de bevoorradingszekerheidsstudies, die in afzonderlijke rapporten door Elia geanalyseerd

worden, past Elia reeds een Flow-Based methodologie toe.

Het is belangrijk dat de evolutie van de internationale transmissienetten en de internationale marktregels hand in hand gaan om een efficiënt en betrouwbaar systeem te garanderen in de toekomst. Om de ontwikkeling van dit zeer complexe systeem praktisch beheersbaar te houden, worden er voor de netontwikkeling bepaalde hypothesen genomen rond de marktwerking, en focust deze netontwikkeling zich in de eerste plaats op de fysische stromen die optreden in het transmissienet. Zo zijn ook de stromen waarnaar verwezen wordt in paragraaf 3.2.3 de verwachte toekomstige fysische stromen over de grenzen, als resultaat van de marktuitswisselingen op basis van het toegepaste NTC-marktmodel.

[BGA] 3.2.3	“BGA fears that, in the design of the future transmission network, Elia based itself on the existing infrastructure under current usage where market usage of interconnections is greatly restricted to accommodate unscheduled flows. Elia seems to consider in its plan that such unscheduled flows will have to continue, and therefore that new lines or grid elements need to be built in the system. The question can be raised if some other countries should not invest in their grid first, instead of transferring the cost to Belgian consumers. Additionally, in the proposed plan BGA fails to see clear alternative solutions to the building of interconnectors to address market congestion issues at CWE level caused by unscheduled flows. BGA believes that an optimized use of existing infrastructure, with some infrastructure optimization, could also help solving this structural problem.”
----------------	--

Zie antwoord 3.2.1.

[BGA] 3.2.4	“As underlined by CREG in its report, the net simulations and market exchange capacity assumptions are not explained.”
----------------	---

Verwijzend naar “1.4.2.1 Marktstudies voor het bepalen van economische evenwichten” werden de marktsimulaties uitgevoerd op basis van een NTC-model. Voor de Belgisch-Nederlandse en Belgisch-Franse grenzen omvat dit NTC-model een historische link met de capaciteitsberekeningsprocessen die tot 2015 ook voor de day-ahead volgens een NTC-methodologie werden uitgevoerd, inclusief de behandeling van transit & loop flows. Specifiek met betrekking tot de evolutie van de NTC-waarden is consistentie verzekerd met de NTC-waarden uit vorig Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025. Tabel 3.1 in voorliggend ontwikkelingsplan geeft het overzicht voor de toekomstige evolutie van de NTC-waarden.

Algemene bijkomende opmerking

Specifiek wat betreft interconnecties wenst Elia erop te wijzen dat voorliggend plan geen bijkomende, nieuw te bouwen interconnecties ter goedkeuring voorlegt.

Voorliggend ontwikkelingsplan herneemt de interconnectie-projecten in realisatie uit vorig ontwikkelingsplan 2015-2025 (die destijds werden goedgekeurd) waarvan de indienstname zal plaatsvinden tussen 2020-2030. Deze worden aangevuld met een aantal projecten ter optimalisatie van de interconnectiecapaciteit op bestaande interconnectie-verbindingen middels het plaatsen van dwarsregeltransformatoren, waarvoor om goedkeuring wordt verzocht.

Daarnaast worden verschillende interconnectie-projecten informatief vermeld aangezien Elia deze projecten samen met de partners verder onderzoekt op hun potentieel.

Gezien deze en andere reacties heeft Elia het ontwikkelingsplan herzien door de projecten Nautilus en BE-DE II een indicatieve status toe te kennen.

4 Algemene opmerkingen ontwikkelingsplan

4.1 Publieke aanvaarding

[FEB] 4.1.1	“Often long permitting procedures are in this context used as an excuse to start early (up to 10 years in advance or even longer) with investments projects. Febeliec regrets no actions are proposed in the plan to make these procedures more flexible and more apt to react to technologic developments. On this aspect too, Febeliec proposes a broad societal debate on the need to introduce more flexibility in the permitting procedures in order to reconcile justified collective objectives with individual concerns, local objections and their financial impact.”
------------------------	---

De opmerking dat de doorlooptijd van hoogspanningsprojecten zeer lang is, is terecht. Hierbij verwijzen we naar sectie 2 van de “Executive summary”, waarin gesteld wordt dat de ontwikkeling van nieuwe netinfrastructuur veel langer duurt (gemiddeld 10 jaar) dan de bouw van hernieuwbare energieproductie (ca. 3 tot 5 jaar). Als we het volledige potentieel van hernieuwbare energieproductie willen ontplooiën, is een aangepast beleid nodig in netontwikkeling. Verwachte bottlenecks en missing links moeten proactiever en versneld worden geïdentificeerd en aangepakt. Enkel zo krijgt de energietransitie maximale kansen om zich waar te maken.

Aanvullend daarbij dient vermeld te worden dat het voorliggende plan een Federaal ontwikkelingsplan is; de procedures voor ruimtelijke planning en stedenbouwkundige vergunningen zijn regionale bevoegdheden. Elia onderschrijft de nood aan een breed debat binnen de gepaste bevoegdheidskaders over de doorlooptijd en flexibiliteit van

vergunningsprocedures voor projecten van algemeen belang.

[SERV] 4.1.2	De SERV vindt dat het (beleids)kader rond het Eliaplan moet zorgen dat het Eliaplan de maatschappelijke belangen dient (...). Dat vereist een degelijk beoordelingskader voor netinvesteringsplannen; een concrete lange termijn visie rond energie op de diverse beleidsniveaus; een gepast financieel investeringsklimaat.”
-----------------	---

Een terechte opmerking. In het ontwikkelingsplan worden in de “Technische samenvatting” in de sectie “Sleutelfactoren voor succes” dezelfde onderwerpen aangehaald.

[SERV] 4.1.3	Het FOP moet kaderen in een ruimer infrastructuurbeleid, waarin energie-infrastructuur onderling is afgestemd en is ingepast een breder strategisch investeringsbeleid. Ook is flankerend beleid nodig zodat de benodigde investeringen op tijd in de praktijk gerealiseerd kunnen worden en lokale belastingen op dergelijke strategische investeringen vermeden worden.
-----------------	---

We verwijzen naar “1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net”: 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.

Flankerend beleid is een zeer belangrijk aspect voor Elia. Hiervoor verwijzen we naar “1.5 Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia”.

[BGA] 4.1.4	“The energy sector – system operators as well as generators – need swift permitting procedures and legal/regulatory stability in order to be able to realize the necessary – often large – infrastructure projects. This will be key in order to realize the energy transition: a sustainable and reliable electricity system needs to be developed in due time and with limited costs in order to maximize welfare gains. Therefore, BGA calls the federal and regional authorities to align and – to the extent possible – simplify their permitting procedures and to ensure that these procedures and permits ensure investment stability as soon as possible. For projects of general interest, imposing a binding deadline for the Council of State (‘Raad van State’/‘Conseil d’Etat’) to decide upon an appeal would, for example, contribute significantly to this objective.”
----------------	---

Zie antwoord 4.1.1

[BGA] 4.1.5	“BGA would suggest to involve market parties at an earlier stage, e.g. by organizing preliminary consultations on scenario’s and assumptions.”
----------------	--

Elia neemt nota van deze opmerking en zal dit ook meenemen in de evaluatie van het gevoerde proces. Belangrijk om te vermelden is dat de TYNDP 2018 scenario’s een publieke consultatie hebben ondergaan.

Daarnaast is het belangrijk te verwijzen naar sectie “2.1.3 Wettelijke basis voor scenario’s”: Het Ontwikkelingsplan en de desbetreffende scenario’s moeten worden opgesteld op basis van de meest recente prospectieve studie van de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau, die in januari 2015 werd gepubliceerd. Het feit dat er geen recentere prospectieve studie is verschenen sinds januari 2015, geldt als een passende motivering om voor het voorliggende Ontwikkelingsplan rekening te houden met het aanvullende verslag bij de prospectieve studie, het zogenaamde “monitoringsverslag”, dat in december 2017 werd opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau.

De keuze van de scenario’s die worden opgenomen in het voorliggende Federaal Ontwikkelingsplan, is dus gebaseerd op de scenario’s die in dit verslag worden uiteengezet, alsook op de aanbevelingen en genomen beslissingen in het kader van de samenwerking tussen Elia, de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau, teneinde dit Federaal Ontwikkelingsplan op te stellen.

[BGI] 4.1.6	“Aanvullend hierbij vragen we dat er een beleid wordt uitgetekend voor een eerlijke verdeling van lusten en lasten bij nieuwe hoogspanningslijnen. Bij benadeelden van een hoogspanningslijn leeft zeer sterk de overtuiging dat de lokale bevolking alle lasten moet dragen, terwijl enkele energiebedrijven van de lusten profiteren. Voor verschillende stakeholders is dit zelfs belangrijker dan de visuele impact. Daarom kan best nagedacht worden over een manier om de lusten en lasten op een billijke manier te verdelen. Dat zou bv. kunnen door een budget of een fonds te voorzien waarmee lokale klimaatprojecten of projecten voor lokale leefkwaliteit gefinancierd kunnen worden. Om elke schijn van belangenvermenging te voorkomen, kan dergelijk fonds best beheerd worden door een organisatie of instelling die los staat van Elia.”
----------------	---

Flankerend beleid is een zeer belangrijk aspect voor Elia. Hiervoor verwijzen we naar “1.5 Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia” en in het bijzonder naar paragraaf 1.5.1.4: “Naast de maatregelen om hinder te beperken en de vergoedingen om directe schade te compenseren werd een aanpak gezocht om voor

de lokale gemeenschap enerzijds de resterende hinder te vergoeden en anderzijds hen niet alleen nadelen maar ook lokale voordelen te bezorgen. Hierbij wordt, onder meer via de organisatie Be-Planet, gezocht naar win-win situaties die, voor zover mogelijk, een directe relatie hebben met de hoogspanningsinfrastructuur.”

[WAL] 4.1.7	“Dans cette même logique, le Gouvernement souligne l’impérieuse nécessité d’une prise en compte d’impératifs notamment sociaux, environnementaux et paysagers. Le développement du réseau de transport doit se faire dans l’intérêt, mais aussi et surtout, dans le respect du consommateur belge et de son environnement.”
----------------	---

Zie antwoorden 4.1.3 en 4.1.6.

[FRDO] 4.1.8	“De Raad stelt het op prijs dat Elia bij het opstellen van dit ontwikkelingsplan rekening heeft gehouden met verschillende elementen die hij tot uiting had gebracht in zijn advies over het vorige ontwerpplan, maar betreurt dat de stakeholders slechts in geringe mate betrokken werden bij het opstellen van dit voor advies voorgelegde huidige plan.”
-----------------	--

Deze opmerking verrast Elia enigszins, aangezien Elia voor dit ontwikkelingsplan sterk inzet op communicatie en participatie. We verwijzen naar paragraaf 1.5.1.1 “Participatie en communicatie”: een goede communicatie en participatie in dit plan is dan ook belangrijk voor de ontwikkeling van de toekomstige projecten. Elia wenst om ook binnen de realisatie van deze nieuwe projecten en op de weg naar een duurzame energietransitie in te zetten op een gedragen stakeholderparticipatie. Hiervoor wordt een uitgebreidere communicatie gevoerd dan wettelijk vereist. Een belangrijke actie hiervoor is de extra communicatie die naar lokale en regionale overheden en het middenveld gevoerd werd in de aanloop naar de publieke consultatie van het Federaal Ontwikkelingsplan.

We verwijzen tevens naar ons eerder gegeven antwoord aan de CREG: “Rond de betrokkenheid van stakeholders is Elia eveneens van mening dat dit een sleutelfactor betreft; daarom dat Elia reeds in het kader van dit ontwikkelingsplan sterk ingezet heeft op contacten en interacties met deze stakeholders zowel met betrekking tot de scenario’s als met betrekking tot de geïdentificeerde projecten. Deze contacten worden ook verdergezet tijdens de publieke consultatie. In het kader hiervan is Elia steeds bereid om in overleg met de CREG te onderzoeken hoe deze betrokkenheid nog verder geoptimaliseerd kan worden.”

In concreto werd er tijdens de opmaak van het ontwerp van ontwikkelingsplan afgestemd met onder andere (niet-exhaustieve oplijsting) de federale en regionale overheden, de regulatoren, de betrokken overheidsdiensten (cfr. het Federaal Planbureau, Algemene Directie Energie), de distributienetbeheerders, industriële

verenigingen, instanties die vertegenwoordigd zijn in de Elia Users Group, de milieuorganisaties (BBL, IEW, Greenpeace,...), regionale federaties en associaties (cfr VOKA, UNIZO, VVSG,...).

[FRDO] 4.1.9	“In het kader van de communicatiecampagne waarin in het voor advies voorgelegde ontwerpplan wordt voorzien om tot een brede aanvaarding door het publiek te komen, vraagt de Raad tot slot dat Elia erop toeziet dat blijk wordt gegeven van pedagogie door het plan voor zoveel mogelijk mensen begrijpelijk te maken, onder meer via een vulgarisatiecampagne.”
-----------------	---

Dit is een terechte opmerking. Verdere (vulgariserende) communicatie over het plan is reeds voorzien. Voor het algemene publiek zal dit gebeuren door middel van een afzonderlijke website en een film die op een didactische wijze de hoofdpunten van het plan zullen toelichten. Dit was reeds beschikbaar tijdens de publieke consultatie en zal bijgewerkt worden na goedkeuring van het plan. De opmaak van bijkomend communicatiemateriaal (bv. een brochure) waarbij de uitdagingen en het belang van het plan uitgelegd worden, wordt overwogen.

De communicatie naar regionale en lokale overheden wordt gevoerd aan de hand van toelichtingen die proactief worden ingepland. Ook administraties worden hierover geïnformeerd aan de hand van een toegankelijke presentatie. Verder wordt er ook een uitgebreide communicatie voorzien op niveau van provincies en gemeenten en naar andere nutsbedrijven toe.

Bijkomend is Elia ook steeds bereid om nog toelichting te geven aan partijen die interesse hebben in onze projecten. Ook in publicaties zoals het magazine “Lokaal” van VVSG en “Mouvement Communal” van UVCW werd het plan toegelicht. Verder wordt er ook veel aandacht geschonken aan het aan de stakeholders begrijpelijk maken van projecten die in hun omgeving plaatsvinden.

[FRDO] 4.1.10	“De FRDO is van oordeel dat het voor advies voorgelegde ontwerpplan uitdrukkelijk vanuit een oogpunt van rechtvaardige transitie moet worden bekeken, met onder meer een berekening inzake werkgelegenheid (rechtstreekse arbeidsplaatsen voor de werkzaamheden aan het net, maar ook onrechtstreekse banen in de elektriciteitsproductie: nieuwe hernieuwbare capaciteit die door dat net mogelijk wordt gemaakt, productie in het buitenland voor de netto-invoer, enz.).”
------------------	--

Dergelijke studie valt buiten de scope van voorliggend ontwikkelingsplan. Gezien de betrokkenheid van het Federaal Planbureau en andere stakeholders zou dit een mogelijke vervolgstudie kunnen zijn.

[BRUG] 4.1.11	BRUGEL herinnert de TNB en de bevoegde overheden (gemeentelijk of gewestelijk) aan het belang van de naleving van de planning van bepaalde investeringen om de betrouwbaarheid van de bevoorrading van de Brusselse afnemers te verzekeren. (...) In dit kader pleit BRUGEL ervoor dat de belanghebbende partijen zich verbinden tot het naleven van het verplichte protocol van 2017 betreffende de plaatsing van nieuwe 150kV-kabels in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Dit protocol verduidelijkt de regels voor de plaatsing van de nieuwe 150kVkabels en in het bijzonder voor de bedoelde afstanden tussen deze laatste en de woningen, rekening houdend met de emissie van de magnetische velden.
------------------	---

Magnetische velden zijn een belangrijk aspect bij de ontwikkeling van projecten. We verwijzen naar de sectie “1.5.1.3 Beleid elektromagnetische velden”.

Elia heeft het protocolakkoord hieromtrent ondertekend en past dit dan ook toe.

[WAL] 4.1.12	“Il semble impératif qu’Elia s’engage ferme et inéquivoque sur le caractère effectif et contraignant des échéances et des travaux repris dans son plan de développement fédéral, dans la limite de la faisabilité notamment technique et économique des projets qu’il énumère. Cette réalisation devra par ailleurs s’effectuer conformément au principe de subsidiarité.”
-----------------	--

Zoals beschreven in paragraaf “1.1.3.1 Wettelijke context van het ontwikkelingsplan” gaat Elia inderdaad een verbintenis aan tot het uitvoeren van de projecten die in het ontwikkelingsplan goedgekeurd werden. Aan deze verbintenis, en in het bijzonder met betrekking tot de vermelde streefdata, zijn echter een aantal randvoorwaarden (externe factoren) verbonden. We verwijzen hiervoor naar de disclaimer in de “Technische samenvatting”.

[BRUG] 4.1.13	BRUGEL herinnert de TNB en de bevoegde overheden (gemeentelijk of gewestelijk) aan het belang van de naleving van de planning van bepaalde investeringen om de betrouwbaarheid van de bevoorrading van de Brusselse afnemers te verzekeren. Bepaalde projecten in verband met een spanning van meer dan 70 kV liepen in het verleden aanzienlijke vertraging op, wat het risico op onderbrekingen verhoogt of een impact heeft op de planning van de investeringen van de distributienetbeheerder SIBELGA.
------------------	--

Zie antwoord 4.1.12.

[BGI] 4.1.14	“We appreciëren deze inspanningen voor een vroegere betrokkenheid. We volgen anderzijds wel de opmerkingen van de CREG in haar advies om een structurele stakeholderbetrokkenheid te voorzien, bvb in workshops zoals het geval is bij het opstellen van het TYNDP door ENTSO-E.”
-----------------	---

Zie antwoord 4.1.8.

4.2 Investeren in interconnectoren

[BGA] 4.2.1	“BGA wonders if the 10-year development plan is not over-dimensioned compared to the needs of Belgian consumers, and especially when it comes to new interconnectors. Authorities need to understand that the proposed plan reinforces the position of Belgium as a transit country which accommodates flows for the rest of the region to the benefits of European consumers, but without guarantee for Belgian consumers of being supplied with sustainable, reliable and affordable energy, while still having to bear the investment costs. To the contrary, with increased dependency on neighboring countries, Belgian consumers will be more exposed to volatile electricity prices resulting from regional system stress events or from energy policy decisions of those countries. Political choices on the energy mix throughout Europe will strongly influence the export opportunities of our neighboring countries.”
----------------	---

In het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 analyseert Elia op diverse tijdstipmomenten de behoeften aan bijkomende transportcapaciteit. Bij de ontwikkeling van het transmissienetwerk zoekt Elia naar oplossingen die maatschappelijk verantwoord zijn én kosten-efficiënt. Voorliggend ontwikkelingsplan stelt een portfolio van projecten voor ter goedkeuring, conditioneel of indicatief.

Specifiek voor interconnecties wenst Elia erop te wijzen dat voorliggend plan geen bijkomende, nieuw te bouwen interconnecties ter goedkeuring voorlegt.

Voorliggend ontwikkelingsplan herneemt de interconnectie-projecten in realisatie uit vorig ontwikkelingsplan 2015-2025 (die destijds werden goedgekeurd) waarvan de indienstname zal plaatsvinden tussen 2020-2030. Deze worden aangevuld met een aantal projecten ter optimalisatie van de interconnectie-capaciteit op bestaande interconnectie-verbindingen middels het plaatsen van dwarsregeltransformatoren, waarvoor om goedkeuring wordt verzocht.

Daarnaast worden verschillende interconnectie-projecten informatief vermeld aangezien Elia deze projecten samen met de partners verder onderzoekt op hun potentieel.

Gezien deze en andere reacties heeft Elia het ontwikkelingsplan herzien door de projecten Nautilus en BE-DE II een indicatieve status toe te kennen.

[BGA] 4.2.2	“The proposed increase of interconnection level is highly questionable. The plan gives little information on security of supply aspects (coverage of the peak demand). For instance, Elia did not show evidence that increased interconnection level improves the security of supply of the country.”
----------------	---

Als antwoord op deze vraag verwijst Elia naar de studie « Electricity Scenario's for Belgium towards 2050 », gepubliceerd in november 2017, die deze vraag behandelt, meer bepaald op pagina's 98 tot 100.

Bijkomende interconnecties dragen bij tot het verhogen van de Belgische en Europese socio-economische welvaart.

Er werd geen inschatting gemaakt voor de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid omdat in de periode na 2025 deze bijdrage beperkt zal worden door de beschikbare energie in de buurlanden op de piekmomenten in België en minder door de ter beschikking gestelde interconnectie-capaciteit. Omwille van deze reden zou een eventuele uitbouw van de interconnectoren vooral gedreven worden door de bijdrage aan de socio-economische welvaart, en is de bijkomende bijdrage aan de bevoorradingszekerheid niet de prioritaire drijfveer. Niettemin is deze bijdrage wel bestaande.

[BGA] 4.2.3	“BGA is wondering how thoroughly Elia has considered the impact of these new interconnectors on the competitiveness of Belgian power plants? In that respect, it is important to remind that Belgian power plants pay injection tariff which is not the case in some neighboring countries such as Germany or Netherlands (and to a lesser extent in France). Some of the cost of the proposed projects would thus contribute to the deterioration of the competitive position of Belgian power plants.”
----------------	--

Als antwoord op deze vraag verwijst Elia naar de studie « Electricity Scenario's for Belgium towards 2050 », gepubliceerd in november 2017, die deze vraag behandelt, meer bepaald op pagina 99. Zie rubriek 7 voor het punt van injectie-tarieven.

[BGA] 4.2.4	“A higher interconnectivity could contribute to the further integration of (volatile) renewable generation in the European system, e.g. to allow the excess of RES generation in one area to be absorbed by other areas (e.g. from France to Germany – or vice versa -, etc). In that case, it should be put in a European perspective. Therefore, those projects should be proposed as European Projects of Common Interest (PCI).”
----------------	--

Elia gaat akkoord en wenst te benadrukken dat het gecoördineerde beheer binnen ENTSO-E (uitwisselen van gegevens, gemeenschappelijk gebruik van methodes, identificatie van behoeften, bespreken van onderzoeksresultaten, etc.) essentieel is voor een optimale en geïntegreerde ontwikkeling van de Europese backbone.

Dit wordt geïllustreerd door het feit dat de in het ontwikkelingsplan opgenomen projecten ter ontwikkeling van de interconnecties, het merendeel van de interne backbone projecten alsook de verder te bestuderen pistes voor lange-termijnontwikkeling deel uitmaken van het Europese netontwikkelingsplan, het TYNDP 2018. Een aantal specifieke projecten zijn hierbij expliciet erkend als “projecten van gemeenschappelijk belang” (PCI – “Project of Common Interest”) door de Europese Commissie.

4.3 Diverse opmerkingen

[AMP] 4.3.1	“Comme vous le savez, de nombreuses technologies telles que le « Dynamic Line Rating » disponibles depuis quelques années déjà permettent de faire davantage avec les équipements existants. Vous êtes bien placés pour le savoir puisque votre réseau en est déjà équipé à plusieurs endroits. Nous sommes convaincus que de telles technologies répondent plus efficacement aux changements de plus en plus fréquents, et plus rapidement que les renforcements classiques que vous proposez. Notre proposition n’est pas de les mettre en compétition mais de les faire se renforcer l’une l’autre en utilisant davantage les premières quand les incertitudes sont grandes pour limiter le risque de « stranded assets » et les dernières quand les hypothèses se confirment. Pourquoi ne pas généraliser leur utilisation aussi bien pour les câbles que pour les lignes que pour les transformateurs de puissance dans les réseaux 220 kV et 150 kV en particulier dans les endroits où de l’éolien et du solaire sont raccordés? ”
----------------	---

Om de noodzakelijke oplossingen voor de geïdentificeerde behoeften aan transmissiecapaciteit uit te werken wordt er getracht om technisch-economisch

optimale oplossingen te bepalen die een maximale meerwaarde voor de maatschappij creëren. Dit wordt voornamelijk bekomen door netinvesteringen te definiëren die beantwoorden aan meerdere behoeften.

Verwijzend naar sectie “1.4.3 Uitwerken van oplossingen” wordt altijd eerst ingezet op het maximaal benutten van het potentieel van bestaande infrastructuur en wordt onder andere “dynamic line rating” (zie 1.4.3.1) momenteel reeds toegepast op verschillende plaatsen in het hoogspanningsnet. Een algemene uitrol van DLR is echter niet aan de orde; middels een kosten-batenanalyse, specifiek uitgevoerd voor elke gegeven locatie, wordt de noodzaak en effectiviteit van een lokale DLR-oplossing geëvalueerd.

[BGA] 4.3.2	BGA can support the reinforcement proposed by Elia for several bottlenecks on the medium voltage grid, especially for wind on-shore development. To avoid future possible bottlenecks with increasing wind development in Belgium, BGA asks – as does the CREG – for more transparency on the priority zones up to 2030 to be designated by Elia preferably in consultation with the energy sector.
----------------	---

De boodschap die Elia wil meegeven in dit ontwikkelingsplan, is dat de ontwikkeling van grotere clusters van decentrale productie-eenheden best op gecoördineerde wijze verloopt tussen alle betrokken partijen, waaronder Elia. Zodoende kan Elia netinvesteringen tijdig realiseren, zodat deze zo beperkt mogelijk een blokkerende factor vormen in de ontwikkeling van deze clusters.

Ten tweede is het ook van belang dat er een hoge graad van zekerheid bestaat dat de investeringen die Elia uitvoert ook benut worden door de effectieve realisatie van de productieclusters.

Als laatste kan Elia, of een andere netbeheerder, in dergelijke interacties ook aangeven dat bepaalde netinvesteringen onredelijk hoog liggen ten opzichte van het potentieel aan decentrale productie dat beoogd wordt ontwikkeld te worden op een zekere locatie. Het aanduiden van prioritaire ontwikkelingszones voor hernieuwbare energiebronnen vormt bijgevolg een gemeenschappelijke onderneming tussen diverse partijen en behoort niet enkel Elia toe.

Ter illustratie publiceert Elia de productiecapaciteit die onmiddellijk beschikbaar is op alle interface-sites van Elia en de Waalse distributienetbeheerders, in overeenstemming met de gevalideerde regionale methodologie.

[BGA] 4.3.3	“BGA wonders if Elia integrated the risks associated with network dynamic stability? This will be an important challenge to anticipate at European level.”
----------------	--

De risico's gelinkt aan dynamische stabiliteit worden tevens opgevolgd door experts

van Elia (zie ook 1.4.2.2 Loadflowstudies). In dat verband wenst Elia ook te wijzen op de coördinatie en het overleg binnen de verschillende werkgroepen van ENTSO-e met betrekking tot dit thema.

5 Specifieke investeringsprojecten

5.1 Aansluiten van offshore windproductie

[BOP]	“Daarom vraagt het BOP om de aansluiting van 2000 MW bijkomende offshore wind capaciteit versneld en prioritair te ontwikkelen en de in het FOP 2020-2030 voorziene uitbreiding van het net in zee en de netversterking op land spoedig en kostefficiënt te realiseren. Indien dit niet kan volgens de in het FOP 2020-2030 voorgestelde ontwikkelingen, vraagt het BOP een ernstig en dringend onderzoek van mogelijke alternatieven, zoals de Scheldelink naar het aansluitingspunt in Doel, of de aanlanding in Koksijde met een versterking van bestaande hoogspanningskabels of andere snelle en kostefficiënte aansluitingsmogelijkheden voor de bijkomende 2000 MW offshore wind capaciteit.”
5.1.1	

Verwijzend naar “4.3 Aansluiting en integratie van offshore windproductie”, bevestigt Elia dat de aansluiting van 2000 MW bijkomende offshore wind-capaciteit inderdaad als prioritair wordt beschouwd. Deze is immers van maatschappelijk belang voor het behalen van de klimaatdoelstellingen. De ambitie om 4 GW offshore windcapaciteit gerealiseerd te hebben tegen 2030 maakt deel uit van de klimaatobjectieven in het NEKP/PNEC.

De timing voor het aansluiten van deze bijkomende offshore productiecapaciteit hangt af van twee belangrijke parameters:

- (1) het opzetten van een tendering-procedure (nu gepland in 2022) en de noodzakelijke preliminaire studies hiertoe (zie “Principenota Tendering offshore windparken vanaf 2020” goedgekeurd door de ministerraad eind augustus 2018) en;
- (2) de nodige netversterkingen onshore (projecten Ventilux en Boucle du Hainaut).

Een goede voorbereiding van de tendering-procedure onder de bevoegdheid van de regering is noodzakelijk om het optimale niveau van subsidiëring te bereiken voor de toekomstige windparken, en aldus de transitie naar meer hernieuwbare energie met een redelijke kost voor de maatschappij te kunnen garanderen. Men kan ook verwachten dat offshore technologieën in de komende jaren zullen blijven evolueren.

Het opzetten van het wettelijk en regulatorisch kader, het lanceren van een tendering-procedure en daaropvolgend de bouw van de windmolenparken neemt tijd. Het is dan ook volledig illusoir om een timing vroeger dan 2025-2026 als haalbaar voorop te stellen.

De nodige onshore netversterkingen Ventiluz en Boucle du Hainaut kennen, gelet op de noodzakelijke plan- en vergunningsprocedures in het Vlaamse en Waalse Gewest, ook de noodzakelijke niet-samendrukbare doorlooptermijnen. Elia onderneemt alle noodzakelijke acties om draagvlak voor deze projecten (Ventiluz en Boucle du Hainaut) te creëren en om hun timing zo veel als mogelijk te controleren en te versnellen. De versnelling van de plan- en vergunningsprocedure zal enkel kunnen mits ondersteuning van deze projecten op alle niveaus. Het is van uiterst belang dat dit erkend wordt door alle belanghebbenden die samen aan dit objectief werken.

Alternatieven voor aansluiting van de offshore windcapaciteit zoals in de vraag aangegeven werden bestudeerd. Echter, deze alternatieven laten a priori niet toe om sneller te gaan gelet op de gelijkaardige vergunningsproblematiek, dekken niet de verschillende behoeften af die zich vandaag of morgen aandienen (lokale versterkingen voor onshore wind en economische ontwikkeling, het wegwerken van bottlenecks en het risico op redispatching kosten, de robuustheid en bedrijfszekerheid van het net, aansluiting verdere interconnecties, etc.) en kosten vaak meer. Verder onderzoek naar alternatieven is het voorwerp van de planprocedure voor het project Ventiluz in het Vlaams Gewest.

[BGA] 5.1.2	“According to Elia a second off-shore platform (MOG II) needs to be developed to ensure an economic efficient transport of electricity to land. According to BGA this objective should be translated in a clear cost-benefit analysis demonstrating that the investment in MOG II is lower than the individual connection of each off-shore wind park to land. If the cost-benefit analysis is positive, then the timing of the development of such a second platform should be aligned with the development of the second zone that has been designated for new off shore wind parks. Elia should also aim at a maximum availability of this MOG II. BGA also wants to point out that the loss of an off shore platform should be seen as a dimensioning incident for the volumes of ancillary services. Even an improved forecasting of storm risks will not take away the remaining technical risk of incidents on the connections or upstream installations. The geographical concentration of the offshore wind generation in the sea as well as the geographical concentration of the connections to the grid and the injection in the system are also important factors to consider. Incidents on these connections or further upstream in the transmission system have the same systemic risk and a similar probability, although entirely out of the control of the ARP’s.”
----------------	---

Het grid design voor MOG II zal het voorwerp uitmaken van een goedkeuring door de bevoegde minister(s). In dat kader zal Elia moeten kunnen aantonen dat het inderdaad gaat over de beste oplossing, rekening houdende met de technische, economische en maatschappelijke impact. Daarbij dient te worden aangegeven dat het beoogde niveau

van redundantie een directe impact heeft op het kostenplaatje en desgevallend de kosten-batenanalyse.

[BGI] 5.1.3	“Volgens de Principenota tendering van offshore wind van de federale regering dient Elia rekening te houden met bijkomende offshore windcapaciteit van 1,7 GW tegen 2026. Het is essentieel dat de nodige investeringen in de versterking van het netwerk op zee en land tijdig plaatsvinden, minstens zoals vooropgesteld tegen 2026. De vooropgestelde timing van een realisatie van het benodigde off- en onshore grid (2026-2028) in het Ontwerp Ontwikkelingsplan van ELIA is dan ook te laat. Voorts moet de optie onderzocht worden voor een gefaseerde aanpak. In een eerste fase zou ca. 700MW ontwikkeld worden tegen 2023, te realiseren buiten Natura2000 en aangesloten via MOG2 (eveneens buiten Natura2000) op de bestaande infrastructuur van Stevin en Nemo. Verder studiewerk moet uitklaren welk deel van die 700MW zonder beperkingen kan aangesloten worden. Voor het overige deel kan curtailment gerechtvaardigd zijn indien technisch noodzakelijk en dit voor de periodes dat er congestie op Stevin en Nemo zou zijn. Hierbij moet ook voorrang gegeven worden aan de toegang voor hernieuwbare energie. Wij gaan ervan uit dat de jaarlijkse hoeveelheid elektriciteit die onder curtailment zou vallen zeer beperkt is, en dat dit slechts voor maximaal 2-3 jaar nodig zal zijn (2023-2026). Voor deze tijdelijke en beperkte curtailment moet een compensatievergoeding voorzien worden aan de uitbater van het windmolenpark. De maatschappelijke kost hiervan zal ruimschoots gecompenseerd worden door de baten, zoals de versnelde ontwikkeling van hernieuwbare energie, lagere CO2 emissies, een gunstig effect op de bevoorradingszekerheid en het garanderen van een meer gelijkmatige bouw van de windparken.”
------------------------	---

Zie ook antwoord 5.1.1.

Elia doet het nodige om de timing van onshore netversterkingen onder controle te houden en zelfs te versnellen. Draagvlak, en meer bepaald de alignering van alle betrokkenen rond de referentie-oplossing, is hiervoor nodig.

Elia bekijkt inderdaad welke de mogelijkheden zijn om met een fasering te kunnen werken, rekening houdende met bestaande infrastructuur en bouwfases van nieuwe infrastructuur. Het is te vroeg om enige conclusie te trekken over de haalbaarheid van zo'n aanpak noch over de vraag of de kosten hiervan redelijk zijn ten opzichte van de mogelijke versnelde aansluiting van een beperkte capaciteit. Spreken over 2023 lijkt in ieder geval heel ambitieus ten opzichte van de timing van de tendering zelf (die cruciaal is om een optimaal niveau van subsidiëring te bereiken) en de tijd nodig om de windparken te bouwen.

[FRDO] 5.1.4	“Gelet op de principebeslissing van de federale regering die duidelijk bepaalt dat tegen 2026 een extra productie van offshore windenergie (van 1,7 GW) moet worden ontwikkeld, meent de Raad dat het voor advies voorgelegde ontwerpplan erop moet toezien dat een dergelijke ontwikkeling er daadwerkelijk kan komen. Bijgevolg vindt de FRDO dat de timing voor de uitvoering van de offshore connecties en de benodigde versterkingen op land, zoals die in het voor advies voorgelegde ontwerpplan gepland is, te laat valt. Daarom sluit de Raad zich aan bij de vraag van de CREG om na de definitieve goedkeuring van het ontwerpplan een gedetailleerde tijdslijn op te stellen waarin de verschillende fases worden bepaald gaande van het ontwerp tot de levering van de “Modular Offshore Grid-Phase II” en de nodige netwerkverbindingen op land.”
----------------------------	---

Het opstellen en bespreken van een gedetailleerde tijdslijn met de betrokken stakeholders is bezig. Voor Ventilus en Boucle du Hainaut worden de eerste stappen in de vergunningsprocedures gezet. Voor MOG II wordt er gewerkt met een taskforce onder voorzitterschap van kabinet De Backer en met kabinet Marghem, betrokken administraties, CREG en Elia om het wettelijk kader verder vorm te geven en om de nodige studies te bepalen en te lanceren.

De gedetailleerde tijdslijn en de mogelijkheden tot versnelling zullen continu moeten bewaakt worden in functie van gesprekken en de ondersteuning op alle niveaus die hiervoor nodig is.

Gelinkt aan vragen 5.1.1 tot en met 5.1.4 wordt tevens meegegeven dat sectie “4.3 Aansluiting en integratie van offshore windproductie” in de definitieve versie van het ontwikkelingsplan aangepast werd op basis van de meest actuele info voorhanden. Het project Kustlus is inmiddels hernoemd naar Ventilus.

5.2 Investerings in de 380kV backbone

[BGA] 5.2.1	“As mentioned by CREG in its report, the interrelation between investments is unclear. Concretely, what part of the backbone is necessary for new interconnectors.”
---------------------------	--

Om de noodzakelijke oplossingen voor de geïdentificeerde behoeften aan transmissiecapaciteit uit te werken wordt er getracht om technisch-economisch optimale oplossingen te bepalen die een maximale meerwaarde voor de maatschappij creëren. Dit wordt voornamelijk bekomen door netinvesteringen te definiëren die tegelijk beantwoorden aan meerdere behoeften.

Wat betreft de versterking van de interne backbone worden een aantal projecten

inderdaad samen beschouwd (bijvoorbeeld bij de inschatting van de vermeden redispatch kosten). Deze projecten dienen ook als een geheeloplossing aanzien te worden, waarbij de combinatie van de versterkingen op de verschillende deelasen noodzakelijk is om tot een globale oplossing te komen, en om een verschuiving van de congesties naar andere delen van de backbone te vermijden.

Belangrijk om daarbij te vermelden is dat – zoals aangegeven in paragraaf 3.4.5.2 van het ontwikkelingsplan – voor de inschatting van de vermeden redispatch kosten uitgegaan werd van een netstructuur waarin de indicatief opgenomen nieuwe interconnectie-projecten niet aanwezig zijn.

[WAL] 5.2.2	“Une attention particulière sera portée à la réalisation effective d’un corridor entre les communes d’Avelgem et de Courcelles. Cette extension apparaît comme essentielle notamment en vue d’augmenter la fiabilité du réseau 380kV, mais aussi et surtout afin de soutenir le développement économique de la Province du Hainaut.”
----------------	--

Dit project “Boucle du Hainaut”, en meer algemeen alle projecten opgenomen in dit plan en noodzakelijk voor het algemeen belang, kunnen lokaal weerstand krijgen. Het is dan ook belangrijk dat de noodzaak voor deze projecten op alle beleidsniveaus ondersteund wordt en dat er ook op de verschillende beleidsniveaus een engagement wordt opgenomen om samen met de lokale bevolking naar de meest haalbare oplossing voor realisatie te zoeken.

Elia investeert in een vroege betrokkenheid van de stakeholders, ook de lokale, via een consistente communicatie-aanpak waarbij de netbeheerder openstaat voor dialoog. Voor de voorbereiding van de vergunningsprocedures voor een aantal grote projecten wordt een participatietraject opgestart met externe stakeholders.

Hierdoor worden hindereffecten op de lokale maatschappij tijdig gecapteerd, worden deze via gerichte maatregelen maximaal beperkt en waar mogelijk omgevormd naar win-win situaties. Een groot maatschappelijk draagvlak is daarom essentieel om juridische procedures met hoge maatschappelijke kosten en lange doorlooptermijnen te vermijden.

5.3 iLand

[BGI] 5.3.1	“Wat opslag betreft moeten de verschillende technologische opties tegen elkaar afgewogen worden. Niet alleen in kostprijs /MW en /MWh maar ook over de functie in het elektriciteitssysteem in zijn geheel. In het bijzonder moet de atol afgewogen worden tegen P2G, die als relatief nadeel heeft dat er grotere omzettingsverliezen zijn, maar het voordeel heeft dat er langere-termijn opslag mogelijk is en ook zeer moduleerbaar is. Om te bepalen welke technologie de voorkeur verdient moet ook rekening gehouden
----------------	---

worden met een langere-termijnvisie met een hubfunctie in en om Zeebrugge, met zowel toekomstige uitbreiding van offshore interconnectie (boven Nautilus), internationale windparken en de bestaande gasinfrastructuur.”

Heden is er geen concrete aansluitingsaanvraag en desgevallend geen capaciteitsreservatie voor de aansluiting van iLand. Meer algemeen gesproken verloopt de aansluiting van elke nieuwe klant op het hoogspanningsnet volgens een welbepaald proces, wettelijk vastgelegd overeenkomstig het Federaal Technisch Reglement. Elia behandelt elke aansluitingsaanvraag op een technologie-neutrale wijze.

Elia wenst mee te geven dat de ontwikkeling van dergelijke projecten best op gecoördineerde wijze verloopt tussen alle betrokken partijen, waaronder Elia.

5.4 Rationalisatie van het 36 en 70kV naar een hoger spanningsniveau”

[FEB] 5.4.1	“Concerning pillar 3 of the draft plan, Febeliec insists on the need for Elia to clearly indicate the impact of a switch to a higher voltage level for the concerned grid users (investment cost, impact of becoming a Significant Grid User, impact on energy efficiency, ...) and of the necessary measures to limit this impact on these different aspects.”
----------------	---

Het federaal ontwikkelingsplan bevat inderdaad een aantal projecten betreffende het “rationaliseren” van de regionale netten, waarbij 70kV installaties verlaten zouden worden, en vervangen worden door uitrustingen op 150kV.

In de overgrote meerderheid van deze projecten is er geen impact op rechtstreekse netgebruikers, enkel op de DNB's. De voorgestelde projecten werden in dat geval in samenspraak met de betreffende DNB's uitgewerkt.

Voor die projecten waar er wel een impact bestaat op rechtstreekse netgebruikers, wordt er steeds getracht een synergie te vinden, bijvoorbeeld door dergelijke “upgrade” naar een hoger spanningsniveau te bekijken op het moment dat de netgebruiker een aanvraag tot verhoging van zijn/haar aansluitingsvermogen indient of bij een gelijktijdige behoefte aan vernieuwing van de installaties van de netgebruiker.

In het uitzonderlijke geval dat er impact op de netgebruiker is en geen synergie gevonden kan worden, wordt het principe van “Grid Withdrawal” toegepast bij het wijzigen van het aansluitingspunt, en zal Elia instaan voor de meerkost voor de netgebruiker.

5.5 Ontwikkeling van de 220-150-110kV netten

[BRUG] 5.5.1	“Deze analyse toont aan dat de inventaris van de projecten, opgenomen in het federaal ontwikkelingsplan 2020-2030, coherent is met het gewestelijk investeringsplan 2019-2029, met uitzondering van: - het project voor de plaatsing van 150kV-kabels tussen de posten Demetskaai en Zuid, gepland in 2026 in het kader van het gewestelijk investeringsplan, maar dat niet opgenomen is in het federaal ontwikkelingsplan; - het project voor de vervanging van de 150kV-post Vorst, gepland voor 2024 in het kader van het federaal ontwikkelingsplan, maar dat niet opgenomen is in het gewestelijk investeringsplan. Uit de analyse blijkt eveneens dat er verschillen bestaan in de status¹ van bepaalde projecten (150kV-kabels tussen de posten Sint-Agatha-Berchem en Molenbeek, vervanging van de 150/36kV-transformator, installatie van een 150kV-post in Heliport,...). Deze verschillen in status zijn mogelijk te verklaren door het feit dat het gewestelijk investeringsplan en het federaal ontwikkelingsplan in verschillende perioden werden opgesteld. Tot slot stelt BRUGEL vast dat de projecten, verbonden aan de buitendienststelling, die in het gewestelijke investeringsplan 2019-2029 zijn opgenomen, niet worden vermeld in het federaal ontwikkelingsplan 2020-2030, terwijl er een budget aan is toegekend.”
----------------------------	---

Terechte opmerking: het project voor de plaatsing van 150kV-kabels tussen de posten Demetskaai en Zuid werd aan het ontwikkelingsplan toegevoegd.

In Vorst gaat het over de vervanging van secundaire toestellen die in het ontwikkelingsplan vermeld worden.

In het ontwikkelingsplan zal ook de status van de vermelde projecten coherent gemaakt worden. Tenslotte geven we mee dat de buitendienststellingen algemeen gezien niet in het ontwikkelingsplan vermeld staan.

6 Kosten-baten analyse

[FEB] 6.1	“Febeliec supports the recommendation of the CREG to provide sufficient details on the cost/benefit elements of each project, which should allow stakeholders to better assess their cost impact and societal benefit.”
[SERV] 6.2	“Het FOP 2020-2030 is een uitgebreid plan met veel informatie over de toekomstige investeringsprojecten, de context waarin het plan tot stand kwam en de scenario’s waarmee Elia rekening hield. Toch lijkt nog een verduidelijking nodig van wat het plan precies voorstelt om het goed vanuit een maatschappelijk perspectief te kunnen beoordelen. Zo is meer transparantie nodig over: • welke projecten met de goedkeuring van dit plan nu beslist worden

	(zie 8.1) • de kosten en baten van de verschillende projecten afzonderlijk; • de impact van de voorgestelde keuzes.”
[SERV] 6.3	“De SERV is voorstander van een robuust Eliaplan, maar vraagt zich af of het voorliggende plan niet goedkoper en beter kan. De kosten en de impact van het FOP voor België moeten in de mate van het mogelijke beperkt te worden door: • enkel de noodzakelijke projecten in het plan op te nemen die beter zijn dan hun alternatieven; • een beleidscontext te garanderen met een duidelijke lange termijnvisie die rekening houdt (en kan houden) met de impact van beleidskeuzes op netkosten; • te zorgen voor een eerlijke kostenverdeling met de Europese buurlanden en actiever beroep te doen op Europese middelen; • in het bijzonder op te letten met onzekerheden rond enkele interconnectie- en Europese projecten.”
[BGA] 6.4	“BGA is of the opinion that grid operators first need to correctly prioritize projects and invest in no-regret solutions for the networks, taking into account optimizations of existing infrastructure - also at regional level - and development of new technologies in the system. Only after a complete and transparent cost and benefit analysis clearly showing the positive impact for the Belgian consumers, the project should be proposed for approval to the Ministry. BGA fails to see the concrete benefits of several proposed projects for the Belgian welfare – consumers and generators – especially when the impact on the transmission tariffs, which will be proposed by Elia, is taken into account.” “Maintaining sustainable, reliable and affordable electricity supply –reflected in both the energy and the grid transmission costs – for Belgian consumers in the long run should be the guiding principle for future investment decisions in the energy system. In this respect, a broader cost-benefit analysis is necessary, considering an acceptable level – to be defined – of energy dependency of Belgian and all macro-economic aspects (impact on trade balance and other vectors such as utilization of existing gas infrastructure, competitiveness of the Belgian non-regulated electricity sector, etc.).”
[BGA] 6.5	“BGA is of the opinion that the cost-benefit-analyses are fragmented, partial and non-transparent throughout the document. BGA fails to see a proper combination of costs and benefits that gives an overall picture.”
[WAL] 6.6	“Il insiste néanmoins sur la nécessaire réalisation d’un bilan coût-bénéfices dans le cadre de la planification, mais également de la mise en œuvre effective du développement de son réseau afin de ne pas impacter négativement la facture des consommateurs tout en garantissant la

	satisfaction des besoins énergétiques actuels et futurs.”
[FRDO] 6.7	“De FRDO meent dat het noodzakelijk is om zich ervan te vergewissen dat de bestaande interconnecties optimaal functioneren bij de overweging om de interconnecties met de buurlanden uit te breiden (nog niet goedgekeurd, maar wordt wel bestudeerd). De Raad beklemtoont bovendien dat de uitbouw van de interconnecties met de buurlanden moet afgetoetst worden binnen een bredere welvaartsanalyse die ook rekening houdt met de impact op de werkgelegenheid bij de binnenlandse productie. De FRDO vraagt om in de analyses van de sociaal-economische welvaart die aan de voorstelling van de verschillende interconnectieprojecten zijn toegevoegd, uitdrukkelijk te wijzen op de maatschappelijke aspecten. De FRDO vindt het noodzakelijk om de concrete verbeteringen te belichten die de burgers van de geplande interconnectieprojecten mogen verwachten.”

Voor dit onderwerp worden alle ontvangen opmerkingen samen beschouwd aangezien zij sterk met elkaar verbonden zijn.

Interconnecties

Drijfveren voor interconnectie-projecten

Typisch voor interconnecties worden bijkomende investeringen gedreven door een verbeterde prijsconvergentie met de buurlanden om de competitiviteit van onze markt ten opzichte van deze landen te vrijwaren.

Daarnaast werd in het verleden specifiek ingezet op interconnectoren voor hun bijdrage tot de Belgische bevoorradingszekerheid. Dit wordt echter vandaag niet meer als primaire drijfveer beschouwd, gezien de importniveaus die nu reeds bereikt kunnen worden, en het feit dat daardoor de beschikbaarheid van energie in de buurlanden in situaties van schaarste de limiterende factor geworden is. Hun eventueel positief effect op deze importcapaciteit wordt vanzelfsprekend wel nog als secundair voordeel geïntegreerd.

In sommige gevallen is echter het "robuuster" maken van de mogelijke import (in tegenstelling tot het verhogen van het maximum importniveau) nog mogelijk door gericht te investeren, bijvoorbeeld in dwarsregeltransformatoren op de grenzen.

Nieuwe interconnectie-projecten in voorliggend ontwikkelingsplan

Specifiek wat betreft interconnecties wenst Elia erop te wijzen dat voorliggend plan geen bijkomende, nieuw te bouwen interconnecties ter goedkeuring voorlegt.

Voorliggend ontwikkelingsplan herneemt de interconnectie-projecten in realisatie uit vorig ontwikkelingsplan 2015-2025 (die destijds werden goedgekeurd) waarvan de indienstname zal plaatsvinden tussen 2020-2030. Deze worden aangevuld met een

aantal projecten ter optimalisatie van de interconnectiecapaciteit op bestaande interconnectie-verbindingen middels het plaatsen van dwarsregeltransformatoren, waarvoor om goedkeuring wordt verzocht.

Daarnaast worden verschillende interconnectie-projecten informatief vermeld aangezien Elia deze projecten samen met de partners verder onderzoekt op hun potentieel. Dit potentieel bestaat voornamelijk uit een verdere convergentie van de prijzen (competitiviteit) en de bijdrage aan de integratie van hernieuwbare energie (realisatie van de klimaatdoelstellingen) waar bevoorradingszekerheid als een secundaire factor speelt (cf. supra).

Gezien deze en andere reacties heeft Elia het ontwikkelingsplan herzien door de projecten Nautilus en BE-DE II een indicatieve status toe te kennen.

Kosten-baten analyse interconnectie-projecten

Zoals vermeld in “3.4 Sociaal-economische welvaartsanalyse” wordt in het ontwikkelingsplan ingezoomd op één specifieke benefit indicator, zijnde de socio-economische welvaart, waarvoor Elia bijkomende, meer gedetailleerde analyses heeft uitgevoerd ten opzichte van het TYNDP-proces.

Een volledig overzicht van alle TYNDP 2018 indicatoren was bij het opstellen van de voorlopige versie van het ontwikkelingsplan nog niet beschikbaar. Aangezien dit nu wel het geval is, werd voor de projecten ter optimalisatie van bestaande interconnectiecapaciteit die ter goedkeuring worden voorgelegd, het ontwikkelingsplan aangevuld met bijkomende informatie rond de kosten-baten analyse. Hiervoor werden de resultaten gebruikt die ook in het kader van het TYNDP 2018 gepubliceerd werden, volgend uit de toepassing van de Europees goedgekeurde CBA-methodologie hieromtrent.

380 kV: het interne “backbone”-net

Het 380 kV interne netwerk speelt een cruciale rol, zowel voor de voedingszekerheid van het land, als voor het verdelen van bulk-stromen over de verschillende regio's en voor het ondersteunen van de integratie van de elektriciteitsmarkt.

Dit net zal meestal geen directe problemen met de stroomvoorziening veroorzaken. Echter drijfveren zoals het garanderen van de onderhoudbaarheid van het net en het aansluiten van bijkomende productie (hernieuwbaar en andere) spelen hier ook, maar belangrijker nog op dit spanningsniveau zijn enerzijds de grensoverschrijdende marktwerking, met een cruciale impact op de Belgische groothandelsprijzen, en anderzijds eventuele redispatch of curtailment kosten.

Belangrijk om te vermelden is dat in dit kader de Europese wetgeving (Clean Energy Package) ook in evolutie is, en in de richting gaat dat interne netten de marktuitswisselingen niet kunnen of mogen beperken (uitzonderingen, bijvoorbeeld voor onderhoud, daargelaten).

De consequentie hiervan is dat een hoofddrijfveer voor investeringen in deze netten het vermijden van nodige redispatch (nationaal of internationaal) wordt. Aan deze redispatch is vaak een zeer hoge kost verbonden, en daarenboven kan dit zelfs een impact hebben op de bevoorradingszekerheid (als bijvoorbeeld (hernieuwbare) productie moet afgeregeld worden in schaarste-situaties wegens congesties op het net).

Daarnaast is de impact van overbelastingen en problemen op dit net vanzelfsprekend groot, met mogelijk wijdverspreide gevolgen. Vanzelfsprekend worden ook hier doorgedreven analyses uitgevoerd om techno-economisch optimale oplossingen uit te werken, waarbij voorrang wordt gegeven aan het optimaal inzetten van bestaande transmissiecapaciteit en/of corridors, bijvoorbeeld door middel van het vervangen van klassieke geleiders door hoogperformantiegeleiders (HTLS), alvorens nieuwe corridors te ontwikkelen.

220-150-110 kV: regionale netten ter ondersteuning van lokale voedingszekerheid

Op deze spanningsniveaus bestaan specifieke drijfveren om het net te ontwikkelen, zoals aangegeven in het ontwikkelingsplan onder meer in de “Technische samenvatting” op pagina’s 27-28. Typisch hebben deze investeringen tot doel om de actuele voedingszekerheid van het hoogspanningsnet te kunnen waarborgen naar de toekomst toe.

Wanneer investeringsprojecten uitgewerkt worden, wordt steeds de techno-economisch optimale oplossing nagestreefd, en daar waar nodig in samenwerking met de distributienetbeheerder. Daarnaast is de uitvoerbaarheid van de projecten een zeer belangrijke parameter. In het kader van het tariefdossier dat vierjaarlijks aan de CREG voorgelegd dient te worden, worden voor de projecten die een significante investering vertegenwoordigen de verschillende realisatie-opties tegen elkaar afgewogen, en oordeelt de CREG over de kosten-efficiëntie van de voorgestelde oplossing.

Daarnaast worden bepaalde netinvesteringen gedreven door de integratie van bijkomende centrale en decentrale productie-eenheden. In deze gevallen wordt typisch de afweging gemaakt tussen een netinvestering om de netgebruiker een gegarandeerde capaciteit aan te bieden, en het flexibel aansluiten van de productie-eenheden, waarbij de producent onder bepaalde omstandigheden restricties zal opgelegd krijgen. Bijvoorbeeld in Wallonië bestaan wettelijke regels rond het maken van deze afweging, dewelke dan ook door Elia toegepast worden.

7 Impact op transmissienet-tarieven

[AMP]	“Quel est l’impact sur les tarifs de vos ambitions avec un tel budget
-------	---

7.1	d'investissement ? Quelles conséquences cette augmentation, qui sera naturellement accompagnée d'une augmentation des tarifs de distribution où les besoins en investissement sont encore plus grands, va avoir sur la facture totale du consommateur ?
[SERV] 7.2	"Elia krijgt incentieven om te investeren o.a. via de tariefmethodologie, waarbij de kosten finaal doorgerekend worden in de tarieven. De vergoedingen bij interconnectie kunnen een stimulans zijn om te investeren in interconnectie. De vraag is of de incentieven ook leiden tot de meest optimale investeringsambities vanuit maatschappelijk perspectief. Is er een risico op over-investeringen of onder-investeringen?"
[SERV] 7.3	"Liggen de investeringsstimulansen in de tariefmethodologie goed? " "Zijn er voldoende stimulansen voor doelmatigheid? " "Zijn de incentives aangepast aan de nieuwe uitdagingen en het verhoogde investeringsniveau? " "Geeft de vergoeding op basis van de RAB een stimulans tot overinvesteringen?"
[SERV] 7.4	"Hoe verhoudt dit tarifair kader zich tot het kader in de buurlanden? Zijn er aanpassingen aan het Belgische kader nodig? In vergelijking tot de buurlanden zou België relatief weinig incentives voor kostenreductie bevatten, vooral gericht zijn op korte termijn baten voor verbruikers, een relatief lage vergoeding op de RAB hebben."
[FEB] 7.5	"The financial impact of all investments planned in the period 2020-2030 is estimated by Elia at 5 billion euros. Febeliec invites Elia to assess the impact of this huge amount on the financing conditions of Elia and on the future tariffs for grid users if the current tariff methodology is maintained. Furthermore, Febeliec invites Elia to provide an estimate of the impact of the operations of the new assets on the OPEX and thus –again- on transmission tariffs. Febeliec also invites Elia to provide a range of possible additional costs, as experience shows that original figures are often underestimated because of unexpected and/or additional expenditures."
[FEB] 7.6	"Febeliec ... would at the same time like to express its concerns about the financing of the grid developments needed to facilitate this transition in the electricity system. Today, this financing cost, based on the current tariff methodology and tariffs, is charged (directly and indirectly) exclusively to electricity grid users, which risks to jeopardise competitiveness of industrial electricity consumers in a European and, a fortiori, a global context. Febeliec therefore insists on the need to accompany the shifting focus of the goals of grid development by a discussion on the financing mechanisms of the electricity grids. To the extent that further electrification of society (load aspect) and the development of decentralised (intermittent) renewable generation facilities, often not close to demand locations, require additional

	grid investments, a broad debate on the financing mechanisms seems urgently needed. The proposed plan does not cover this aspect.”
[BGA] 7.7	“Elia did not provide an estimate of the impact on grid tariffs that it will propose. How will the costs be split among grid users?”
[BGA] 7.8	“Finally, BGA also wonders if Elia has sufficient incentives to provide the optimal infrastructure plan for the society, given that its remuneration is based on the regulated asset base. In that respect, BGA welcomes the consultation of the CREG in the process but would find it relevant to also involve other stakeholders such as the Federal Plan Bureau, universities or even other stakeholders such as Fluxys or the DSO’s in order to ensure all elements of the energy system are considered in this important reflection.”
[FRDO] 7.9	“Het voor advies voorgelegde ontwerpplan wil onder meer de uitdaging aangaan om een elektriciteitsvoorziening tegen betaalbare prijzen in stand te houden. De FRDO is dan ook verwonderd dat het voor advies voorgelegde ontwerpplan geen cijfers geeft voor het effect dat de geplande investeringen, met inbegrip van de interconnecties, zullen hebben op de eindprijs van elektriciteit voor de gezinnen en de industriële spelers. De Raad wenst dat een raming van dat effect, ook al is het maar bij benadering, wordt opgenomen in het voor advies voorgelegde ontwerpplan.”

Voor dit onderwerp worden alle ontvangen opmerkingen samen beschouwd aangezien zij sterk met elkaar verbonden zijn.

Regulator kader

Vooreerst is het belangrijk te herhalen dat Elia een wettelijk verantwoordelijkheid heeft voor het verder ontwikkelen van het transmissienetwerk.

Elia heeft onder andere als missie⁹:

- het op lange termijn waarborgen van het vermogen van het transmissienet en voldoen aan redelijke aanvragen voor de transmissie van elektriciteit;
- bijdragen tot de bevoorradingszekerheid dankzij een adequate transmissiecapaciteit en betrouwbaarheid van het net.

Investeren in het transmissienetwerk om deze taken te vervullen is dus een rechtstreeks gevolg van Elia’s wettelijke verplichtingen.

⁹ Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, 29 April 1999, Artikel 8, http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&table_name=wet&cn=1999042942

Het ontwikkelingsplan identificeert de projecten die moeten gerealiseerd worden om aan deze taken te beantwoorden en adequate transmissiecapaciteit ter beschikking te stellen, rekening houdend met de diverse mogelijke ontwikkelingsscenario's die in overweging zijn genomen (cfr. Hoofdstuk 2: Scenario's voor het ontwikkelen van het transmissienet).

Het effect van deze investeringen op de transmissienet-tarieven maakt deel uit van een gedetailleerd regulatorisch kader opgesteld door de federale regulator, de CREG. De tarieven worden steeds opgesteld voor een periode van 4 jaar en voorafgaand vastgelegd door de CREG, op voorstel van Elia, in een procedure waarin ook een publieke consultatie wordt georganiseerd. In de behandeling van het tariefdossier, verwacht de CREG dat investeringen die opgenomen zijn in het ontwikkelingsplan het gevolg zijn van verantwoord beleid door Elia om deze projecten kosten-efficiënt te realiseren.

Algemene principes ter bepaling van de tarieven

Een veelheid aan parameters wordt in rekening gebracht ter bepaling van de transmissienettarieven. Naast investeringskosten is er bijvoorbeeld ook een belangrijke impact van de kost van het contracteren en gebruik van ondersteunende diensten (reserves). Algemene uitspraken over de evolutie van de transmissienet-tarieven kunnen dus slechts gedaan worden wanneer alle bepalende factoren in rekening worden gebracht. Deze oefening maakt deel uit van de vierjaarlijkse vaststelling van deze tarieven zoals eerder vermeld.

Wat de investeringen betreft, leiden deze tot financieringskosten en afschrijvingen, die gedekt worden door de tarieven volgens de tariefmethodologie. Deze kosten zijn functie van onder andere de billijke vergoeding die toegekend wordt voor de mobilisatie van de nodige eigen middelen, de hoogte van de rente voor de leningen die gerealiseerd worden voor deze activiteiten en de afschrijvingstermijnen.

De billijke vergoeding toegekend voor het eigen vermogen is in België redelijk laag in vergelijking met andere Europese TSO's¹⁰. Met betrekking tot de behandeling van de financiële lasten heeft de CREG een kader ontwikkeld dat de risico's voor investeerders vermindert en zo tot lage rentevoeten leidt. Ook is het belangrijk te vermelden dat investeringen pas in de tarieven worden opgenomen ná hun indiening, en dit op basis van afschrijvingen gespreid over de volledige afschrijvingstermijn waarbij deze afschrijvingstermijnen kunnen verschillen afhankelijk van het type infrastructuur.

Daarnaast zijn de tarieven ook afhankelijk van de totaal afgenomen volumes. Met een gegeven niveau van kosten, evolueren de tarieven omhoog of omlaag in functie van de

¹⁰ Council of European Energy Regulators Report on Investment Conditions in European Countries, 11 December 2017, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/44a08bad-efe7-01da-8b37-a3dd7edccfd5>

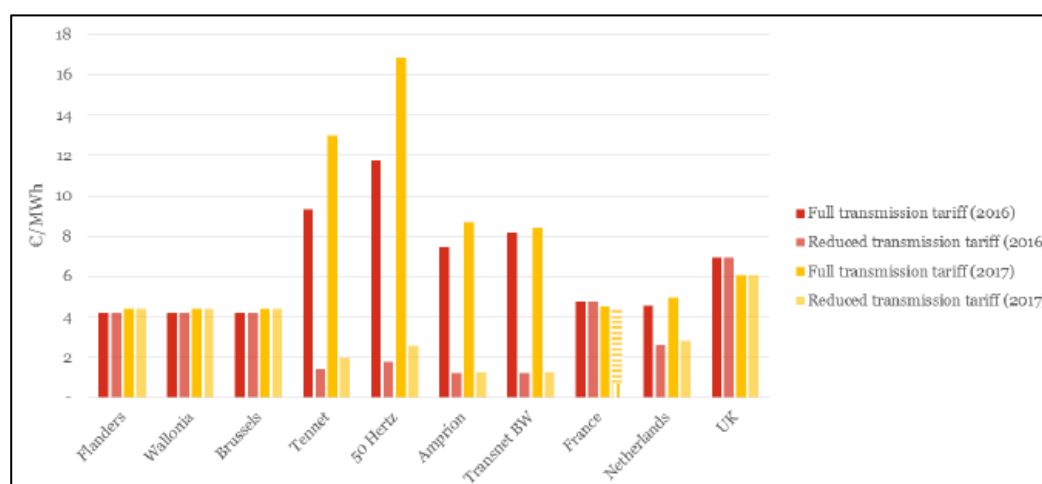
hoeveelheid energie (of vermogen) dat wordt afgenomen van het netwerk. De impact van de investeringen op de tarieven is dan ook afhankelijk van de volumes (energie / vermogen) die verwacht worden.

Tenslotte hebben investeringen naast een mogelijke negatieve impact op de tarieven ook positieve effecten. Zo leiden zij omgekeerd ook tot een reductie in de kosten, bijvoorbeeld wanneer assets ontmanteld worden of onderhoud vermeden wordt door de vernieuwing van assets. Daarnaast kunnen ze leiden tot een meer efficiënte integratie van de elektriciteitssector en bijgevolg mogelijk lagere kosten voor de energie zelf.

Dit alles maakt dat de impact van de investeringsprojecten op de transmissienet-tarieven op langere termijn zeer moeilijk in te schatten is, aangezien zeer veel factoren deze tarieven zullen impacteren, en de investeringskosten over een lange periode uitgespreid worden.

Vergelijking van de Belgische transmissienettarieven met de buurlanden

Verschillende studies toonden reeds aan dat de Belgische transmissienet-tarieven laag liggen in vergelijking met de transmissienet-tarieven van buurlanden. Zo realiseerde PricewaterhouseCoopers (PwC) in 2017 een studie op vraag van de CREG¹¹, die tot de conclusie komt dat Elia's huidige tarieven lager zijn dan andere Europese TSO's, wanneer bijzondere kortingen die in sommige landen gelden voor bepaalde netgebruikers buiten beschouwing worden gelaten. Hieronder ter illustratie figuur 24 uit deze studie.



¹¹ A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers, CREG, 29 March 2017, https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/2017-PwC_Report_A_European_comparison_of_electricity_and_gas_for_large_industrial_consumers_0.pdf

8 Transparantie van het ontwikkelingsplan

8.1 Duidelijkheid over welke projecten ter goedkeuring voorgelegd worden

[SERV]	“Het FOP 2020-2030 is een uitgebreid plan met veel informatie over de toekomstige investeringsprojecten, de context waarin het plan tot stand kwam en de scenario’s waarmee Elia rekening hield. Toch lijkt nog een verduidelijking nodig van wat het plan precies voorstelt om het goed vanuit een maatschappelijk perspectief te kunnen beoordelen. Zo is meer transparantie nodig over:
8.1.1	• welke projecten met de goedkeuring van dit plan nu beslist worden • de kosten en baten van de verschillende projecten afzonderlijk; • de impact van de voorgestelde keuzes.”

De door de Minister beoogde goedkeuring heeft betrekking op het volledige document, en meer bepaald op alle projecten opgenomen in hoofdstukken 4 en 5 van voorliggend ontwikkelingsplan, behalve voor die projecten waarvoor een indicatieve status wordt vermeld.

Elia heeft het ontwikkelingsplan in verschillende hoofdstukken verder bijgewerkt om nog duidelijker en transparanter te zijn met betrekking tot de goedkeuringsstatus van de verschillende projecten, alsook rekening houdend met de meest actuele info voorhanden met betrekking tot de projecten. Zo werd een nieuwe status “For Approval” opgenomen, waaronder alle projecten worden verzameld die in het kader van voorliggend ontwikkelingsplan ter goedkeuring aan de Minister worden voorgelegd.

Tevens werd een bijkomende tabel opgenomen in de bijlage van het ontwikkelingsplan om nog duidelijker de link te maken tussen het ontwikkelingsplan 2015-2025 en het ontwikkelingsplan 2020-2030.

Tenslotte werd doorheen het ontwikkelingsplan in elke tabel waarin investeringsprojecten vermeld worden, de project ID toegevoegd.

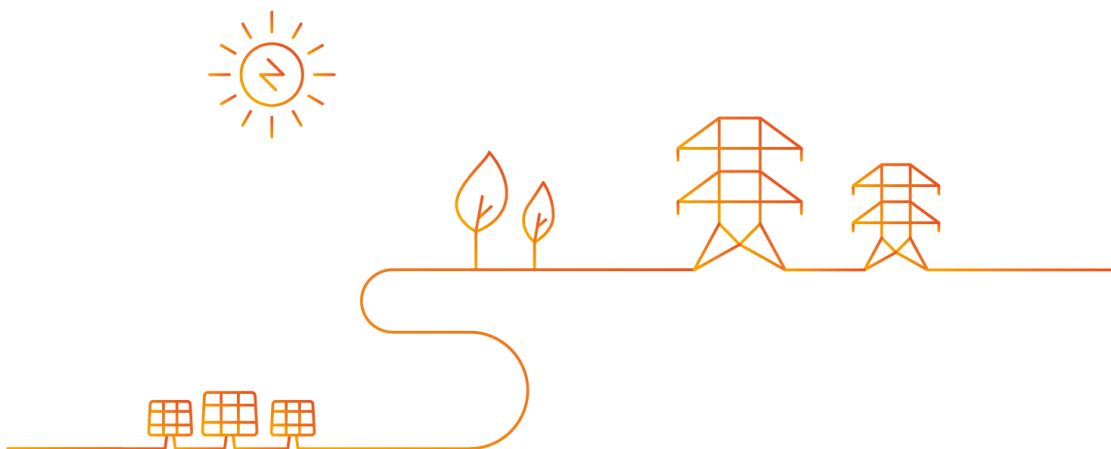
8.2 Duidelijkheid over de condities verbonden aan de goedkeuring van bepaalde projecten

[BGA]	“Some projects are included but ‘conditional’: how will they be decided? It should be clear that when the plan is accepted with such conditional projects still in it, the final decision of such projects should not be at the discretion of
8.2.1	

Elia alone. The final decision should be based on clear criteria and involve a cost-benefit analysis, with involvement of relevant stakeholders.”
--

Elia heeft het ontwikkelingsplan verder bijgewerkt om duidelijker en transparanter te zijn wat betreft de voorwaarden verbonden aan de ‘conditionele’ projecten. Deze voorwaarden werden voor elk conditioneel project nog scherper gesteld.

Verder werd beslist om de projecten Nautilus en BE-DE II een indicatieve status toe te kennen.



Bijlage 1: Bijkomende informatie rond verwachte congesties in het transmissienet

Verwijzend naar “3.2 Behoeftendetectie”, vermeldt het ontwikkelingsplan dat in het kader van het tweejaarlijkse Ten Year Network Development Plan (TYNDP) de noden aan bijkomende transmissiecapaciteit worden bestudeerd door de verschillende transmissienetbeheerders van ENTSO-E.

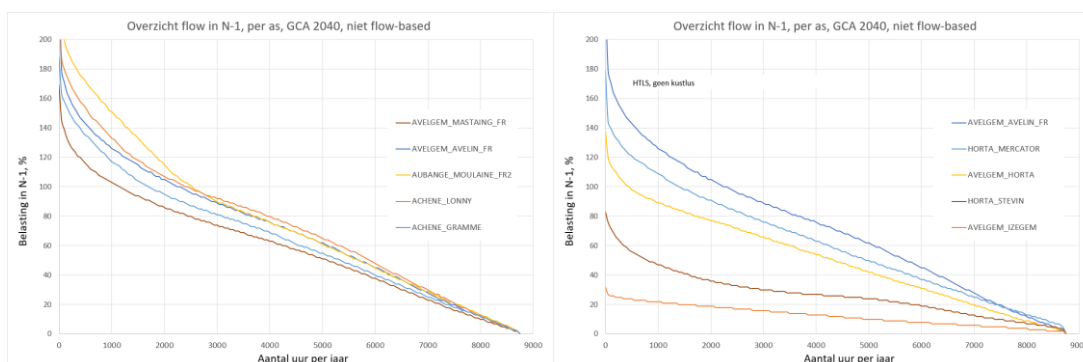
In het TYNDP18-proces is deze zogenaamde “Identification of System Needs” (IoSN) studie uitgevoerd op 2040-scenario's. Verwijzend naar het bijhorend regionaal investeringsplan voor de Noordzee regio, kunnen we afleiden dat het elektriciteits-systeem in het komende decennium geconfronteerd zal worden met belangrijke uitdagingen ten gevolge van de energietransitie.

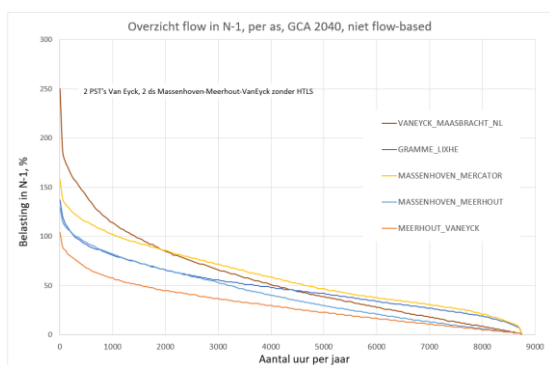
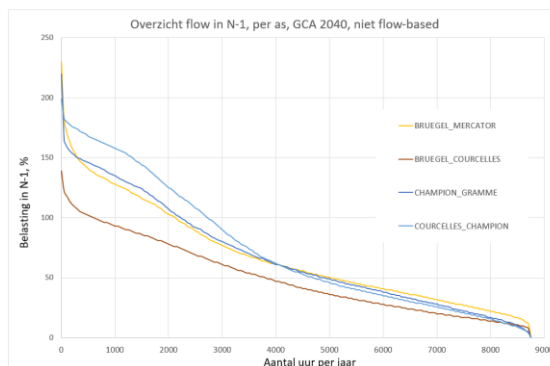
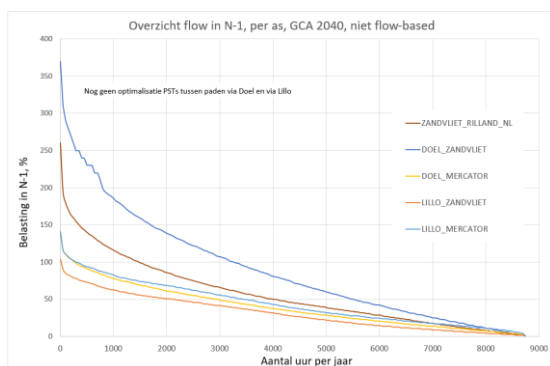
Via marktstudies worden de overeenkomstige behoeften aan verdere ontwikkeling van markttuitwisselingscapaciteiten geïdentificeerd. Aan de hand van netsimulaties wordt nagegaan of een bepaalde netconfiguratie voldoende gedimensioneerd is om de elektriciteitsstromen, die voortvloeien uit de marktsimulaties, doorheen het net te transporteren zonder dat de veiligheid van het systeem in het gedrang komt. Dergelijke simulaties laten toe om toekomstige congesties in het net te identificeren.

Verwijzend naar sectie “3.2.3 Impact van bijkomende markttuitwisselingscapaciteiten op het transmissienet”, werden netstudies uitgevoerd om de gevolgen voor het transmissienet van de veranderende energiemix richting 2040 te analyseren. Een simulatie met de geplande Europese transmissienetten (referentienet 2027 – zie ontwikkelingsplan 3.2.3), waarbij de NTC-markttuitwisselingscapaciteiten gebruikt werden zoals vooropgesteld voor tijdshorizon 2027 (zie tabel 3.1), werd uitgevoerd ten opzichte van de energiemix van de drie TYNDP18 scenario's voor 2040 – “Global Climate Action”, “Sustainable Transition” en “Distributed Generation”.

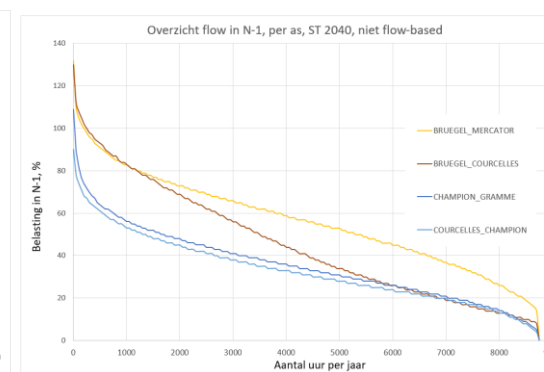
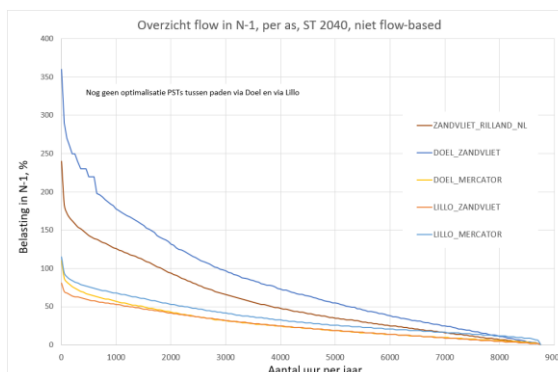
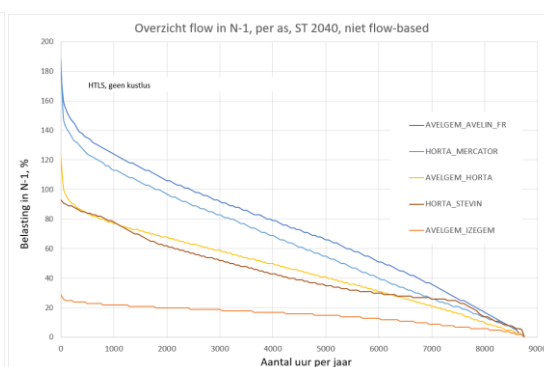
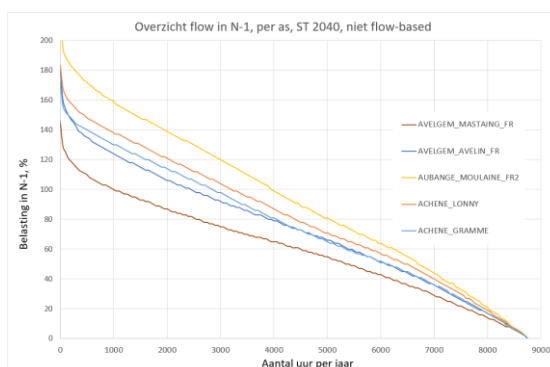
In aanvulling op figuur 3.10 van het ontwikkelingsplan, worden hieronder de monotone curves of “duration curves” van de belasting na “N-1” weergegeven voor de verschillende assen op 380kV.

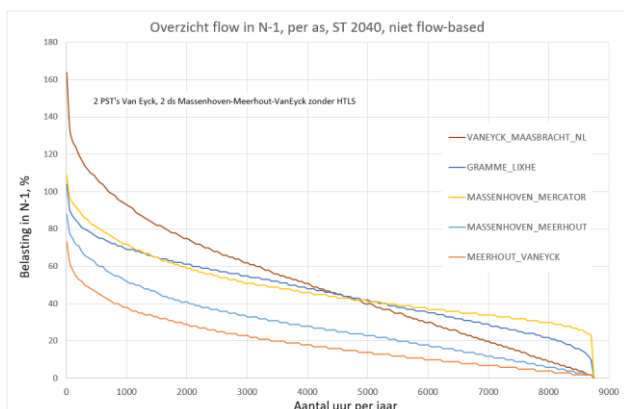
Global Climate Action 2040



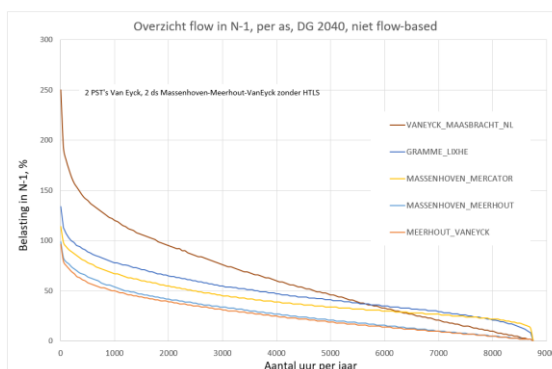
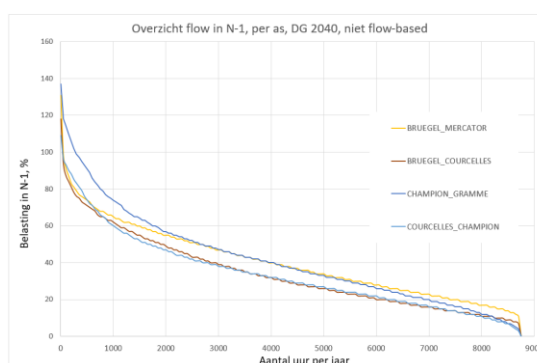
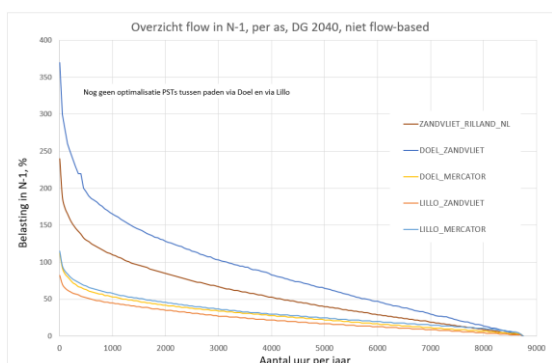
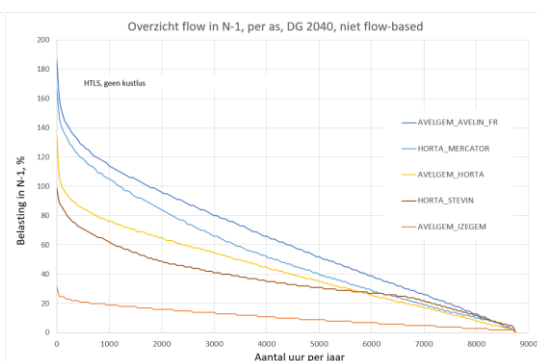
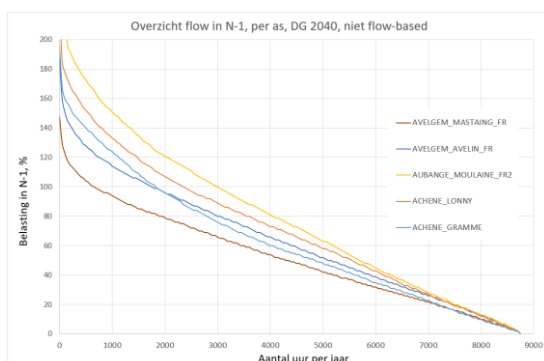


Sustainable Transition 2040





Distributed Generation 2040



Bijlage 2: Ontvangen niet-confidentiële reacties en adviezen in het kader van de publieke consultatie

Deze bijlage omvat de volledige versies van de niet-confidentiële reacties en adviezen zoals ontvangen door Elia.

Overzicht niet-confidentiële reacties op de publieke consultatie

Belgian Offshore Platform	[BOP]
Ampacimon	[AMP]
Febeliec	[FEB]
Sociaal-Economische Raad Vlaanderen	[SERV]
Bond Beter Leefmilieu, Greenpeace en IEW	[BGI]
Belgian Generators Association: FEBEG, EDORA & ODE	[BGA]

Overzicht bijkomende adviezen

SEA Comité	[SEA]
CWAPE	[CWAP]
Waalse overheid	[WAL]
Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling	[FRDO]
Brugel	[BRUG]
De Backer	[DB]
CREG	[CREG]
Antwoord Elia op advies CREG	[A_CREG]