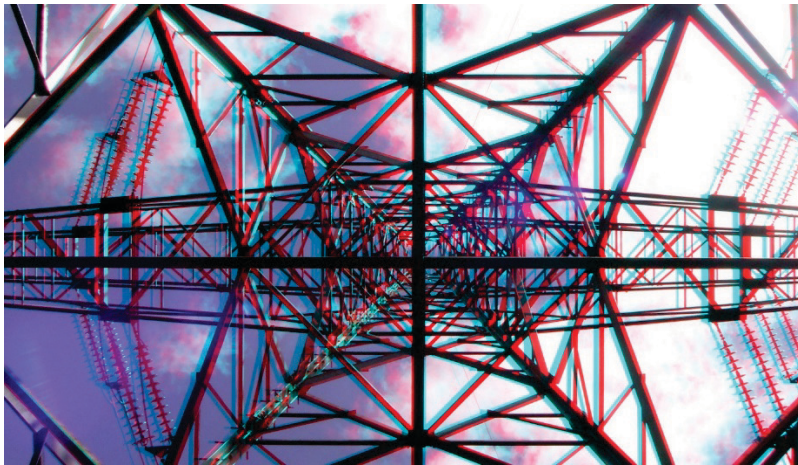




Achtergronddocument

FOPlan van Elia in 3D en in 360°-perspectief



Brussel, 14 december 2018

Disclaimer:

Dit achtergronddocument werd opgemaakt door het SERV-secretariaat ter ondersteuning van het sociaal-economisch overleg en de beleidsadvisering door de sociale partners in de SERV. De bevindingen, interpretaties en conclusies in deze bijlagen vallen volledig onder de verantwoordelijkheid van het SERV-secretariaat en kunnen op geen enkele wijze toegeschreven worden aan de Raad, een organisatie vertegenwoordigd in de Raad of een lid van de Raad.

Contactpersoon: Annemie Bollen, abollen@serv.be

Inhoud

| | |
|---|-----------|
| Inhoud | 3 |
| Achtergronddocument | 5 |
| 1 Situering | 5 |
| 2 Beleidskader | 5 |
| 2.1 Bevoegdheden over de netten | 5 |
| 2.2 Kader voor opmaak FOP | 5 |
| 2.3 Financiële incentieven en investeringsklimaat | 9 |
| 3 Voorstelling Elia en Elianetten | 10 |
| 3.1 Elia | 10 |
| 3.2 Omvang van netten | 10 |
| 3.3 Energiebalans en betrouwbaarheid | 12 |
| 3.4 Interconnectiecapaciteit | 12 |
| 3.5 Opbrengsten | 15 |
| 3.6 Tarieven | 16 |
| 3.7 Schuld | 18 |
| 4 Voorstelling FOP | 18 |
| 4.1 Projecttypes | 19 |
| 4.2 Status: Studie-gepland-beslist-uitvoering | 20 |
| 4.3 Type goedkeuring: Indicatief – conditioneel – gepland – in uitvoering | 21 |
| 4.4 Statuut en voorwaarden conditionele projecten | 26 |
| 4.5 Drijfveren: vervanging, hernieuwbare energie, ... | 27 |
| 4.6 Timing van projecten: voorziene indienstnamedatum | 30 |
| 4.7 Interconnecties en Europese projecten | 30 |
| 5 Kosten en baten van FOP-projecten in perspectief | 33 |
| 5.1 KBA versus maatschappelijke KBA | 34 |
| 5.2 Totale investeringen | 34 |
| 5.3 Investeringen per project | 36 |
| 5.4 Spreiding per jaar en per spanningsniveau | 40 |
| 5.5 Gevoeligheid voor beleidskeuzes en andere parameters | 41 |
| 5.6 Tov andere strategische investeringen | 41 |
| 5.7 Tov investeringen in buurlanden | 43 |

| | | |
|-----|--------------------------------|-----------|
| 5.8 | Tov alternatieven | 43 |
| | Bibliografie | 44 |
| | Lijst met figuren | 46 |

Achtergronddocument

1 Situering

Dit achtergronddocument werd opgemaakt door het SERV-secretariaat ter onderbouwing van het SERV-advies 'FOPlan van Elia in 3D en in 360°-perspectief' van 14 december 2018 over het Federaal Ontwikkelingsplan van het Transmissienet 2020-2030 (voorlopige versie van 15 oktober 2018), hierna het 'FOP' genoemd. De bevindingen, interpretaties en conclusies in deze bijlagen vallen volledig onder de verantwoordelijkheid van het SERV-secretariaat en kunnen op geen enkele wijze toegeschreven worden aan de Raad, een organisatie vertegenwoordigd in de Raad of een lid van de Raad.

In dit achtergronddocument werd in deel 2 informatie opgenomen over het beleidskader en investeringsklimaat waarin het FOP wordt opgemaakt. Deel 3 bevat informatie over Elia en de Elianetten. Deel 4 gaat in op de inhoud van het FOP en de projecten die daarin worden opgenomen. Deel 5 tenslotte bundelt kosten- en batengegevens over de projecten en plaatst ze in perspectief.

2 Beleidskader

2.1 Bevoegdheden over de netten

Het FOP gaat over investeringen in de hoogspanningsnetten van de transmissienetbeheerder Elia die onder de federale bevoegdheid vallen, het zogenaamde transmissienet (Figuur 1). Elia maakt daarbij zelf een onderscheid tussen de zeer hoge spanningsnetten (380 kV) en de hoge spanningsnetten (110, 150 en 220 kV). De investeringen van Elia in het plaatselijk vervoernet (tussen 30 en 70 kV) zijn een regionale bevoegdheid en vallen niet onder het FOP.

Figuur 1: Het FOP gaat over investeringen in de transmissienetten van Elia

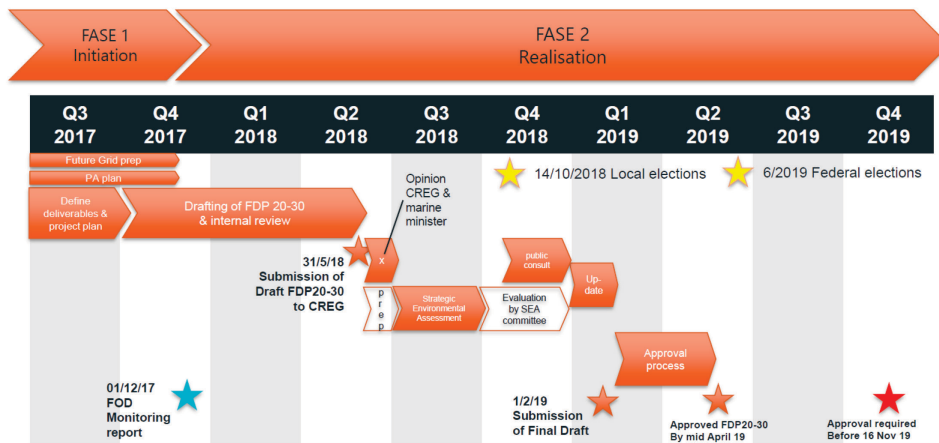
| | | | | |
|-------------------------------|---------|---------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| Transmissienet | Elia | Hoogspanning 30 kV - | 380 kV 220 kV 150 kV 110 kV | Federale bevoegdheid |
| <i>Plaatselijk vervoernet</i> | | | 70 kV 36 kV 30 kV | |
| Distributienet | Fluvius | Middenspanning 1-30 kV | 24 kV 15 kV 12 kV 6 kV | Vlaamse bevoegdheid |
| | | Laagspanning - 1kV | 400 V 230 V | |

2.2 Kader voor opmaak FOP



De federale energiewetgeving schept het kader waarin het FOP wordt opgemaakt, beoordeeld en goedgekeurd. Concreet verloopt de opmaak van het FOP volgens onderstaand proces.

Figuur 2: Planning opmaak FOP¹



Figuur 3: Opmaak FOP – methodologie²

| | What ? | External Stakeholders |
|--------------------------------|--|---|
| 1 Define scenarios | <ul style="list-style-type: none"> Based on Prospective Study To link with TYNDP Elia's own assessment | Federal Planning Bureau and DG Energy are consulted and informed + contact with informal stakeholders (public acceptance) |
| 2 Perform studies | <ul style="list-style-type: none"> Market and grid studies Identify needs and solutions Assess projects | |
| 3 Gather storylines | <ul style="list-style-type: none"> Gather information about existing programs and new needs Build understandable storylines | |
| 4 Draft document | <ul style="list-style-type: none"> Text and layouting Executive summary and key messages File to Board of Directors | |
| 5 Perform SEA | <ul style="list-style-type: none"> Methodology definition Perform SEA for each project Draw conclusions and key messages | Federal Planning Bureau, DG Energy and SEA committee + informal stholders (public acceptance) |
| 6 Consultation of Authorities | <ul style="list-style-type: none"> CREG and Ministries Federal committees (SEA, FRDO) Regions (→ regional regulators) | Open period for comments from any stakeholder |
| 7 Broad public consultation | <ul style="list-style-type: none"> Public consultation All information is online | |
| 8 Update and finalize document | <ul style="list-style-type: none"> Text and layouting Executive summary and Key messages File to Board of Directors Submission to Minister of Energy | Federal Planning Bureau, DG Energy and SEA committee + informal stholders (public acceptance) |

Er rijzen vragen bij het beslissingsproces dat gevolgd moet worden en hoe dat in de praktijk gebracht wordt (Figuur 4) en bij de voorwaarden waaraan de plannen moeten voldoen (Figuur 5).

¹ Elia, Plenaire werkgroep User's Group, [7 juni 2018](#)
² Elia, Plenaire werkgroep User's Group, [7 juni 2018](#)

Figuur 4: Vragen inzake het beslissingsproces over het FOP

- Is het beoordelingskader nog **aangepast aan de veranderende omstandigheden**? Zijn de procedures en regels aan vervanging toe nu de omvang, de aard en de noodzaak van netinvesteringen sterk wijzigt?

 - Is het geschikt om plannen die deel uitmaken van internationaler wordende systemen te beoordelen? In welke mate zijn de betrokken actoren voldoende goed geplaatst om te beoordelen hoe de plannen passen in het internationale energiesysteem?
 - Is het geschikt om naast vervangingsinvesteringen ook transitie-investeringen te beoordelen?
- Hoe wordt er nu **de facto** beslist over investeringen? **Wie beslist finaal wat?** Wat is de rol van de goedkeuring van het ontwikkelingsplan hierin? Wie beslist/oordeelt over noodzakelijkheid van investeringen? Wie beslist/oordeelt over doelmatigheid van investeringen?

 - Wat is de rol van het advies van de **FRDO** aan de minister in de praktijk?
 - Wat is de rol van de **raad van Bestuur**? ...
 - Is een (aanvullende) beoordeling op **projectbasis** voor grote projecten aangewezen?
 - Hoe heeft de overheid impact op de gemaakte beslissingen, via beleid, toezicht en eigendom? Hoe vullen lokale besturen via de distributienetbeheerders hun rol als aandeelhouders in? Welke sturing gaat hier van uit?
 - Wat is het statuut van projecten opgenomen in de **Europese TYNDP**? Wat is de draagwijdte/timing van afspraken tussen transmissienetbeheerders internationaal?
 - Wat is het statuut en al dan niet beoordelingsmarge inzake projecten van gemeenschappelijk belang (PCI: projects of common interest)?
- Is de **planningshorizon en -frequentie** optimaal? Is het 10-jarig investeringsplan dat om de 4 jaar geactualiseerd wordt wel een goed kader? Is de 4-jarige periodiciteit wel aangewezen gezien Elia jaarlijks de infrastructuurprojectportefeuille evalueert³? Is de planningshorizon afgestemd met andere planprocessen, Europees, gewestelijk? Moeten de bindende plannen niet aangepast kunnen worden gezien de huidige onzekerheden over de Belgische energie- en klimaatstrategie van de komende jaren (cf. infra)?
- Wat moet de rol zijn van de **regulator(en)**? Wat moet deze reguleren?

 - Moet de CREG een louter adviserende rol houden? De CREG heeft nu louter een adviserende rol, maar moet wel toezien op de uitvoering van de plannen. Of moet deze regulator een ruimere goedkeuringsbevoegdheid krijgen zoals dat op Vlaams niveau geldt voor de VREG en de investeringsplannen van de distributienetten?
 - Hoe past dit in de Europese vereisten rond onafhankelijk toezicht?
 - Welke rol speelt het advies van de CREG in de praktijk?
 - Hoe gebeurt de samenwerking met de 3 gewestelijke regulatoren? Hoe gebeurt de integratie en afstemming van de federale en gewestelijke investeringsplannen in de praktijk? Zijn de hypothesen en scenario's onderling op elkaar afgestemd? Is er bij de 4 regulatoren afzonderlijk voldoende beoordelingscapaciteit aanwezig?
- Is de **capaciteit voor regulering/opvolging/handhaving** voldoende?

 - Wat wordt er de facto *voldoende gecontroleerd/opgevolgd/getoetst*?
 - Is de *capaciteit bij de regulator en bij de overheden* voldoende voor de accurate opvolging van de investeringsplannen van Elia en de inpassing in een breder tarifair en visionair kader? Zijn er voldoende personeelsleden hiervoor en is de nodige expertise aanwezig? Hoe wordt omgegaan met de informatieasymmetrie tussen Elia en beoordelaars (CREG, minister, FRDO, ...)? Hoe groot is het risico op regulatory capture?
 - Wordt er terzake voldoende *samengewerkt* tussen beleidsniveaus (uitwisseling scenario's en aannames, beoordelingskaders, ...) en tussen beleidsdomeinen (uitwisselingen economische, mobiliteits- en andere scenario's, geïntegreerde beoordeling van investeringsplannen, link met de vergunningspraktijk, ...)?
- Heeft de overheid een voldoende **duidelijk kader** en duidelijke verwachtingen voor de ontwikkeling van de productie- en netinfrastructuur (cf. **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**), zonder over te hellen naar micromanagement over individuele investeringsbeslissingen? Is dat kader afgestemd op de Europese initiatieven en ontwikkelingen?
- Is de **maatschappelijke toetsing** op de investeringsplannen goed? De SERV heeft al eerder gevraagd werk te maken van een maatschappelijke discussie, ingebed in een maatschappelijk planningsproces⁴ voor de ontwikkeling van productie- en netinfrastructuur.

 - Welke stakeholders zijn precies bij de opmaak van het plan betrokken?
 - Is er voldoende maatschappelijke toetsing van de investeringsbeslissingen? Volstaat terzake de publieke consultatie die ingegeven is vanuit de noodzaak van een openbare raadpleging van het plan gezien de milieueffecten? Volstaat een adviesvraag aan de FRDO?
 - Kan de maatschappelijke toetsing goed verlopen, gezien de complexiteit van de materie? Is er voldoende informatie beschikbaar (cf. supra)?
 - Gebeurt de maatschappelijke toetsing voldoende tijdig en is er hiervoor voldoende tijd voorzien? Enkel FOD energie en planbureau worden in een vroege fase betrokken. Is een vroegere consultatie nodig, met name bij de detectie en analyse van alternatieven en niet allen bij de beoordeling van het resultaat?
 - ...

Figuur 5: Vragen inzake wettelijke voorwaarden voor (ontwerp)plannen

- Is de **scope van de investeringen** in de plannen nog goed, gezien de (potentiële) nieuwe taken, de interferentie tussen energienetten en de (toenemende) niet-netinvesteringen?
 - Moet het blijven gaan over investeringsplannen in netten (cf. elektriciteitswet) of moet de scope van investeringsplannen verbreden naar alle investeringen van transmissienetbeheerders? Nu gebeuren heel wat investeringen 'buiten plan'. Wat zijn deze investeringen? Die 'buiten planinvesteringen' kunnen belangrijker worden en houden nauw verband met de investeringen in de plannen. Zo kan er een trade off zijn tussen investeringen in netten en in de verslimming ervan. Moeten die 'buiten planinvesteringen' buiten beeld blijven? Zijn digitale beveiligingsuitrustingen opgenomen in de plannen?
 - Moeten investeringsplannen voor transmissienetbeheerders naast de aandacht voor hoogspanningsnetten en bijhorende transformatoren, e.d. ook aandacht hebben voor **andere oplossingen** (digitalisering, power to gas, power to heat, laadinfrastructuur, metering, dataplatformen, ...) en de rol van de transmissienetbeheerders hierin?
- Is de **vereiste informatie over projecten** in de investeringsplannen voldoende? Moeten de plannen geen melding maken van kosten en baten, motieven en alternatieven en impacten? (cf. deel **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**). Zonder deze informatie is het immers moeilijk om hoogte te krijgen van het nut, de noodzaak en de doelmatigheid van de voorgestelde projecten.
- Moeten de plannen ook ingaan op de **verdeling van kosten en baten** en bijgevolg hun impact op doelgroepen? Bijv. over de verdeling van kosten en baten tussen producenten en verbruikers en tussen diverse types producenten en verbruikers onderling, tussen staten (bv. voor interconnectieprojecten) en over de tijd. Zo worden via het afschrijvingsmodel kosten over een lange periode gespreid en door financiering via schuld lopen de financiële kosten sterk op.

Figuur 6: Keuzes van Elia zijn niet noodzakelijk maatschappelijk optimaal

- **De incentieven die Elia krijgt, zijn niet noodzakelijk maatschappelijk optimaal:** Elia krijgt incentieven om te investeren o.a. via de tariefmethodologie, waarbij de kosten finaal doorgerekend worden in de tarieven (cf. infra). 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 op onder-investeringen?
- **Elia is een privaat bedrijf.** Elia is een privaat beursgenoteerd bedrijf dat verantwoording moet afleggen aan zijn aandeelhouders. De vraag daarbij is hoe professioneel deze aandeelhouders zijn, welke belangen ze vertegenwoordigen en hoe adequaat de regulering erop toeziet/kan toezien dat de gereguleerde activiteiten de maatschappelijke belangen dienen. In ieder geval moet Elia ook een gezond bedrijf zijn, gezien het strategisch belang van haar activiteiten.
- **De investeringslogica bij de transmissienetten verschilt van de investeringslogica bij sommige andere maatschappelijke cruciale infrastructuurvoorzieningen.** De elektriciteitswet bepaalt dat Elia de investeringsplannen moet opmaken vanuit een behoefteninventarisatie, terwijl voor veel andere maatschappelijk cruciale infrastructuurvoorzieningen gewerkt wordt met een toegestaan budget dat niet noodzakelijk alle behoeften dekt. Daardoor is het totaalpakket aan strategische investeringen dat in België gebeurt, niet noodzakelijk maatschappelijk optimaal (cf. infra).
- **Er is nauwelijks informatie over kosten en baten, motieven en alternatieven en sociaal-economische impact.** Hierboven gaf deel **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.** al aan dat het plan de kosten en baten van projecten beter moet verduidelijken, evenals de motieven, alternatieven en sociaal-economische impacten om het plan vanuit maatschappelijk perspectief te kunnen beoordelen. Meer informatie over deze aspecten is van belang voor het vertrouwen in Elia. Elia moet dan ook op de maatschappelijk geïnspireerde vragen een antwoord formuleren en aldus de informatie-asymmetrie tussen de transmissienetbeheerder en alle andere actoren helpen temperen.
- **Het FOP vult maatschappelijk draagvlak beperkt in.** Hoewel het voorliggende investeringsplan aangeeft te ambiëren dat Elia handelt in het belang van de samenleving, wordt maatschappelijk belang in het plan louter beperkt vertaald als maatschappelijk draagvlak voor infrastructuur en milieuzorg (delen 1.5 van het plan).
- **De evenwichtigheid van de voorstellen wordt door sommigen in twijfel getrokken.** Het gaat dan o.m. over het evenwicht tussen de behoeftes van de consument en de ambities van Elia en over de spreiding van investeringen tussen de gewesten⁵. Bij uitbreiding is ook het evenwicht van belang tussen diverse types

³ FOP, blz. 61.

⁴ SERV, Miniraad (2011) Hernieuwbare energie.

⁵ Bv. De Tijd, Elia plant 5 miljard euro investeringen in netwerk, 10 juli 2018 over het evenwicht tussen de behoeftes van de consument en de ambities van Elia.

[L'Echo](#), 2018. Elia prévoit d'investir 5 milliards en dix ans dans le réseau à haute tension belge. 10 juillet 2018 over de spreiding tussen de gewesten. Het plan zou volgens sommigen onevenwichtig prioriteit geven aan

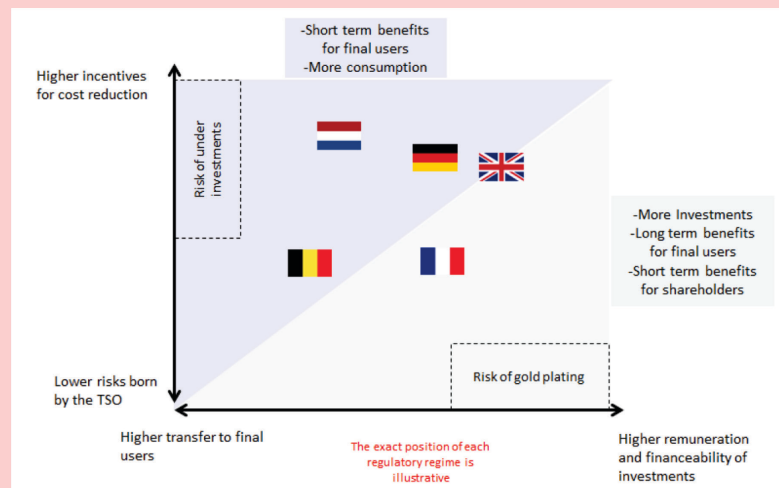
investeringen. Bijv. de verhouding tussen investeringen in interconnectie, de zeer hoge spanningsnetten en de hoge spanningsnetten. Of ook de verdeling tussen investeringen in netten en uitrustingen in verhouding tot investeringen in data en intelligentie.

2.3 Financiële incentieven en investeringsklimaat

Figuur 7: Vragen inzake het bredere (financieel) klimaat voor bijkomende investeringen

- 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?
 - 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, ... (Figuur 8).

Figuur 8: Regulatorisch kader voor TSO's⁶



- Hoe is de financierbaarheid van nieuwe investeringen? Laat de **financiële situatie** bijkomende investeringen toe?
 - Heeft de TSO voldoende **toegang tot financiering**, ook in het licht van de toenemende financieringsbehoeften? In welke mate helpt de schaalvergroting met 50 Hz hierin? Of zijn er nu al problemen met de toegang tot nieuwe middelen?⁷
 - Wat zijn de financiële kosten?
 - Wat is de schuldratio en kan die nog stijgen?
 - Is er ruimte voor extra kapitaal van aandeelhouders? Nieuwe aandeelhouders? Inhouden van dividenden?
 - Wat zijn de kredietratings?
- Welke **andere financieringsbronnen** kunnen de door te rekenen kosten temperen (bv. Europese fondsen, tegemoetkoming uit de begroting, ...)?
- Wat is de optimale **structuur en bestuur van Elia**? Is er nood aan opsplitsing tussen gereguleerde en internationale activiteiten? Is het huidige aandeelhouderschap optimaal? Wat met de verhouding tussen het

projecten in Vlaanderen. Dat zou impact hebben op de komst van nieuwe productie-eenheden en mogelijk op de tarieven als die eventueel ooit geregionaliseerd zouden worden.

⁶ https://www.acm.nl/sites/default/files/old_publication/bijlagen/11796_zienswijze-tennet-bijlage-7-mb-transport-tennet-2014.pdf

⁷ moet je als ondernemer de opportuniteiten nemen die er zijn. Die zijn er nu voor Elia: ofwel neemt het die, ofwel niet; Maar die keuze is aan de politiek. De Belgische geschiedenis krioelt van de bedrijven die succes hadden, en van ondernemingen die we hebben afgebouwd. Elia heeft de potentie om uit te groeien tot een wereldbedrijf. " [Trends](#)

aandeel van Publi-T en dus de energie-intercommunes enerzijds en de private aandeelhouders anderzijds? Wordt er voldoende professionaliteit in het bestuur ingebracht?

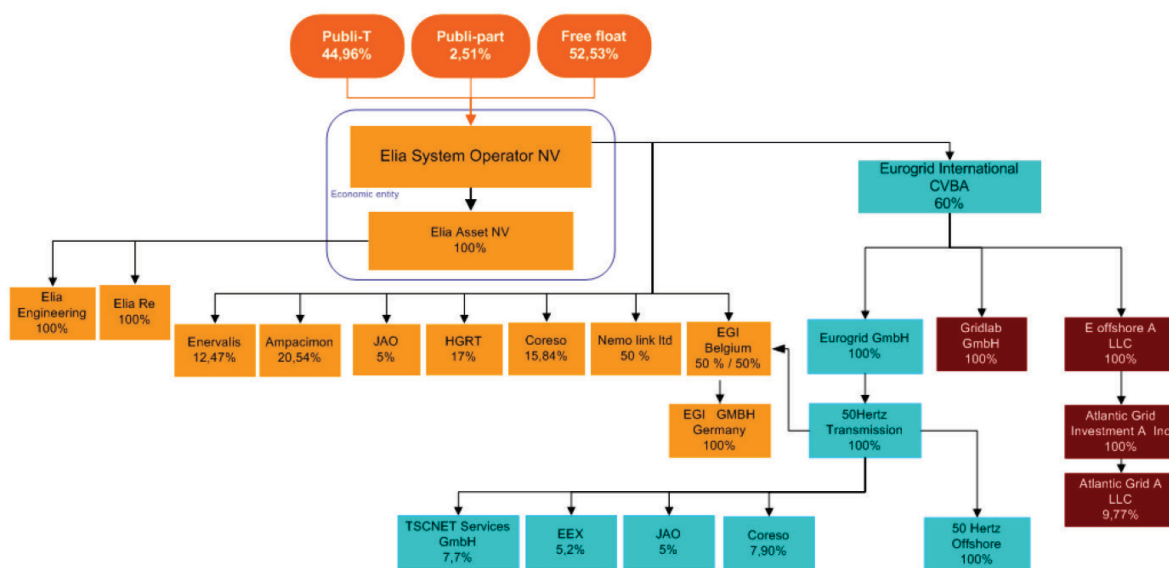
- Hoe staan **marktomstandigheden** tegenover bijkomende investeringen?
 - Wat zijn recente internationale evoluties inzake **fusies en overnames** tussen Europese transmissienetbeheerders? En eventuele niet-Europese actoren (cf. het Chinese State Grid)?
 - Wat inzake marktdesign?
 - Wat met de verhouding tussen netinvesteringen en andere opportuniteiten voor Elia?
- Wat is de **doorrekeningsmarge voor bijkomende kosten**? Welke ruimte is er nog voor doorrekening van bijkomende kosten in de tarieven, rekening houdende met evolutie van andere componenten van de factuur (toenemende energiekosten, ...)? Wat is de impact van de energienorm hierop?

3 Voorstelling Elia en Elianetten

3.1 Elia

Elia heeft als hoogspanningsnetbeheerder in België een monopolie. Elia System Operator NV is voor 47,47% in handen van de Belgische gemeenten via Publi-T en Publipart, Katoen Natie heeft 7%, Interfin 4%, Belfius Insurance 2% en de rest zijn 'free float' aandelen (40%)⁸. Elia heeft o.a. een 50% aandeel in Nemo Link. De Elia Groep telt ruim 2343 werknemers, waarvan 1350 in België, vooral bij Elia Assets (784), Elia System Operator (333) en Elia Engineering (206).

Figuur 9: Structuur van Elia⁹



3.2 Omvang van netten

In totaal beheert Elia ongeveer 8500 km hoogspanningsleidingen en lijnen, waarvan ongeveer 3800 km onder federale verantwoordelijkheid valt. De Elianetten hebben 283 toegangspunten (waarvan 63 van Infrabel) waarop producenten en/of verbruikers zijn aangesloten¹⁰. Er zijn 118

⁸ Elia Jaarverslag 2017.

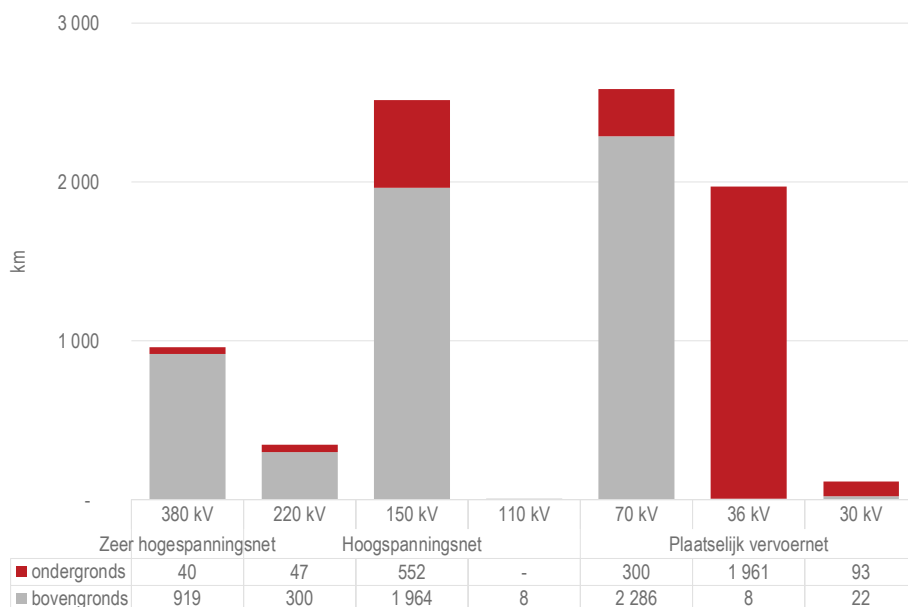
⁹ Elia Jaarverslag 2017.

¹⁰ Op basis van [Elia grid data](#)

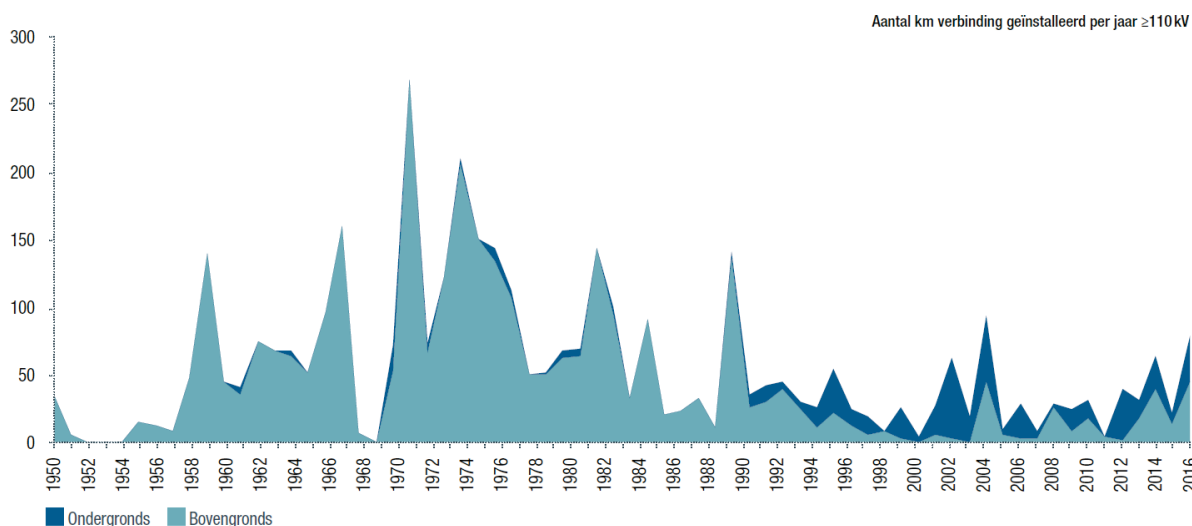
productie-installaties aangesloten op het Elianet¹¹. Op de transmissienetten van Elia in Vlaanderen zijn een 60-tal bedrijven rechtstreeks aangesloten (soms met meerdere toegangspunten op diverse vestigingen).

Het merendeel van de transmissienetten bevindt zich bovengronds al stijgt het aandeel ondergrondse investeringen merkbaar (Figuur 10 en Figuur 11).

Figuur 10: Ondergrondse leidingen zijn vooral aanwezig bij 36 kV en mindere mate bij 150kV



Figuur 11: Een toenemend aandeel netinvesteringen zijn ondergronds¹²



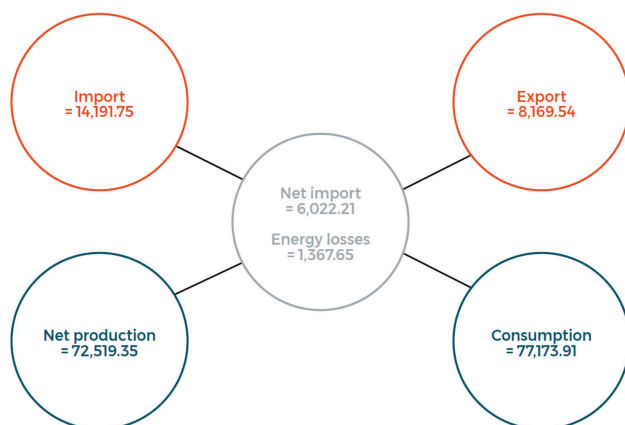
¹¹ Op basis van [Elia](#)

¹² FOP, blz. 51.

3.3 Energiebalans en betrouwbaarheid

Aan afnemers die rechtstreeks verbonden zijn met de transmissienetten gelegen in Vlaanderen werd in 2017 voor 6 TWh elektriciteit geleverd. Ter vergelijking via de distributienetten in Vlaanderen werd 33 TWh geleverd en via de plaatselijke vervoernetten 3 TWh¹³. Onderstaand schema geeft het Elia-energiebalans overzicht voor België.

Figuur 12: Energiebalans¹⁴



Het Elianet heeft een zeer hoge betrouwbaarheid van 99,999%¹⁵.

3.4 Interconnectiecapaciteit

Het Belgische elektriciteitsnet is geïnterconnecteerd met het Nederlandse, Franse en Luxemburgse net en nu binnenkort via Nemo ook met het Britse net en vanaf 2020 via Alegro ook met het Duitse net. Onderstaande tabel geeft de fysieke interconnectiecapaciteit van België evenals de maximum gelijktijdige importcapaciteit die bepaald wordt in relatie tot eigen productie en regelinstallaties. Nemo Link heeft een capaciteit van 1000 MW, vanaf 2019-2020 beschikbaar. ALEGRo dat vanaf 2020 beschikbaar komt, staat ook voor 1000 MW.

Figuur 13: Interconnectiecapaciteit België¹⁶

| (MW) | Fysieke capaciteit | Kost mio € | NTC | Maximum gelijktijdige import capaciteit |
|-----------|------------------------------------|---------------------|--------------------------------|---|
| Nu | 6000 NL 5000 Fr | | 1701 NL 2300 FR M en 3400 X | 3500 |
| 2019-2020 | + 1000 UK | 323 | | 5500 |
| 2020-2022 | + 1000 D Alegro | 262 | | 6500 |
| 2022 | +1000 FR Avelin - Horta | 140 | | |
| 2023-2025 | +1000 NL Brabo II en III | 150 | | |
| 2027 | + 1000 UK Nautilus + 1000 DE II | 700-1000 500-600 | | 8500 |

¹³ VREG, Marktrapport 2017.

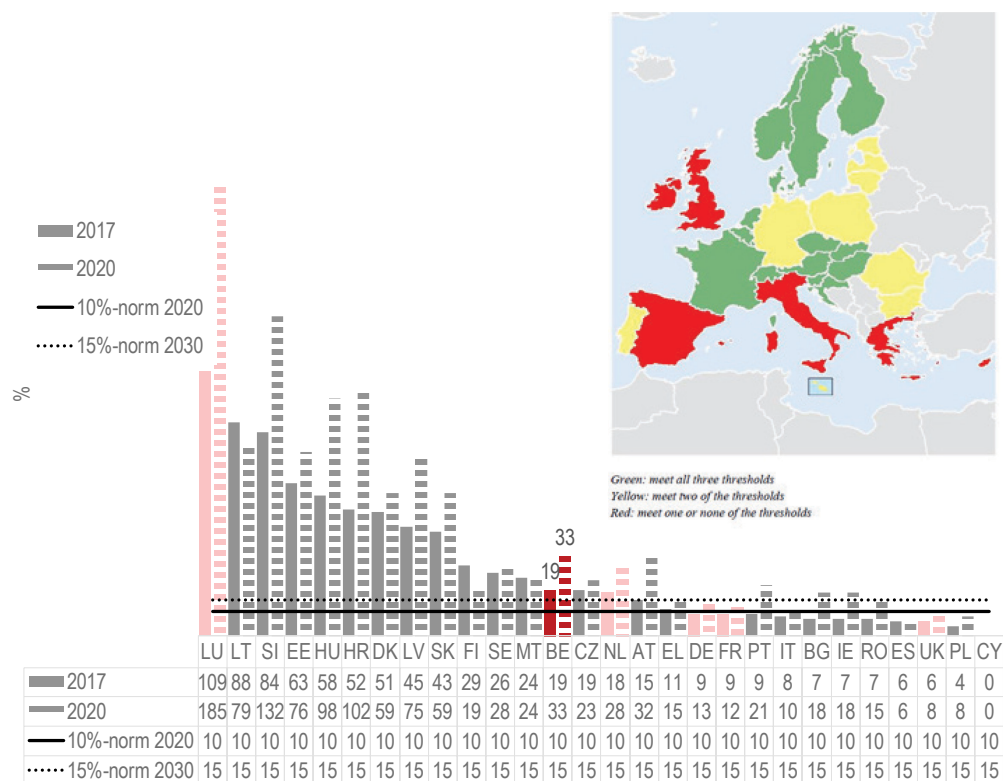
¹⁴ Elia jaarverslag Annex 2017, in GWh.

¹⁵ Elia jaarverslag 2017

¹⁶ [Elia](#)

In vergelijking met de buurlanden en in vergelijking met Europese normen heeft België een hoge interconnectiecapaciteit. In 2017 realiseerde België al de Europese norm van 15% in 2030¹⁷. Ook voldoet België aan de 3 bijkomende voorwaarden die Europa stelde: minder dan 2 €/MWh prijsverschillen, interconnectievermogen >30% van de piekvraag en >30% van het hernieuwbare energieproductievermogen. Van de buurlanden halen Duitsland en het Verenigd Koninkrijk niet alle criteria (en zou ook Frankrijk dat niet doen¹⁸).

Figuur 14: België voldoet nu al aan 2030-interconnectienormen¹⁹



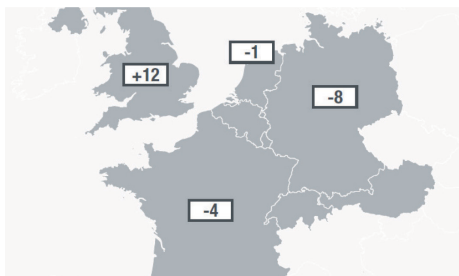
Interconnectiecapaciteit is o.a. cruciaal om prijsconvergentie met de buurlanden te realiseren in het kader van de eengemaakte markt. Onderstaande figuren geven een indicatie van de prijsconvergentie met de buurlanden.

¹⁷ [Europese Commissie 2017](#)

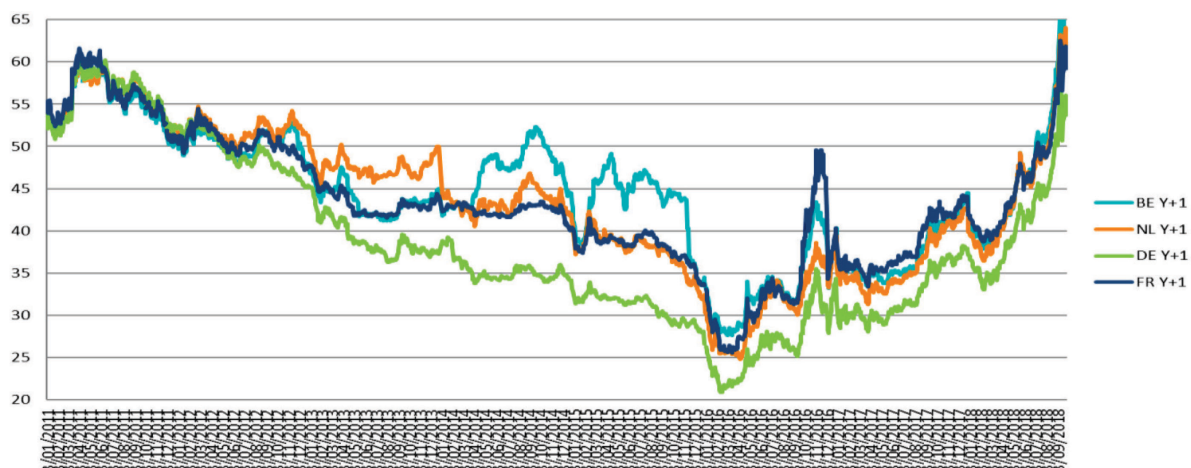
¹⁸ FOP, blz. 98.

¹⁹ [Europese Commissie 2017 en https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf)

Figuur 15: Prijsverschillen met buurlanden (2012-2016, €/MWh)²⁰



Figuur 16: Prijsconvergentie met de buurlanden €/MWh²¹

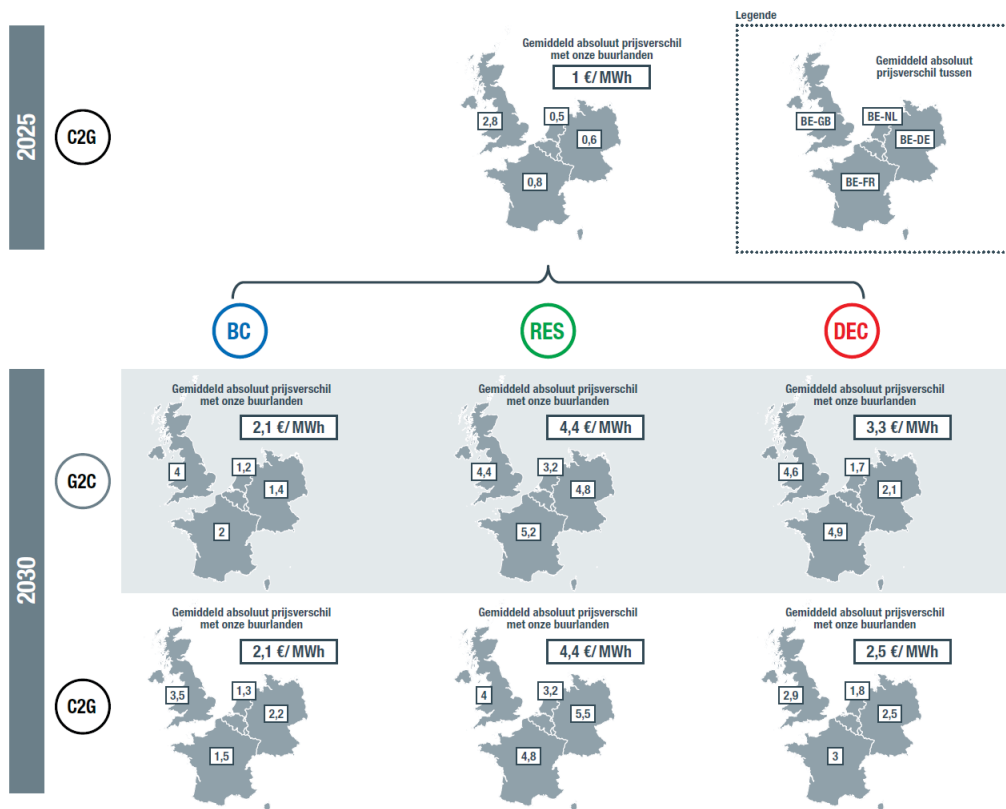


Bij de inschatting van de wenselijkheid van nieuwe interconnectiecapaciteit, vermeldde Elia in het FOP de verwachte toekomstige **prijsverschillen met buurlanden** (maar niet met welke landen die in ons voor- of nadeel spelen). Prijsverschillen zouden klein zijn tot 2025, 3 €/MWh bedragen tegen 2030 en 5 tot 14 €/MWh naar gelang het gekozen scenario voor 2040.

²⁰ Wholesale Day-ahead market, prijsverschil in €/MWh. [Elia](#)

²¹ [CREG](#), boordtabel, evolutie elektriciteitsprijs Y+1 (€/MWh)

Figuur 17: Prijsverschillen met buurlanden²²



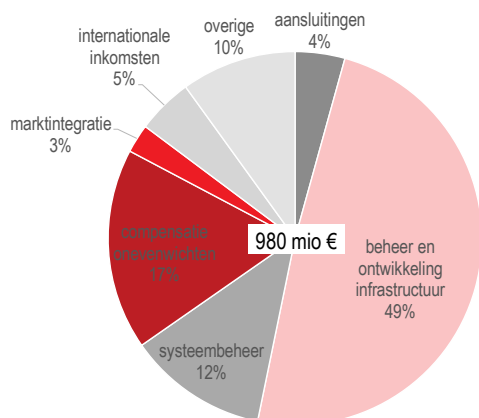
Naast energiestromen die in het kader van grensoverschrijdende handel over de interconnecties komen, zijn er ook nog de loopflows. Loop flows verwijzen naar fysieke elektriciteitsstromen op een net als gevolg van commerciële stromen binnen een andere zone. Ze verwijzen o.a. naar elektriciteitsstromen uit het noorden van Duitsland die via de hoogspanningsnetten van de buurlanden naar het zuiden van Duitsland vloeien. De loopflows bedragen tot 2448 MW (van NL naar Fr) in 2018 (gem. 822) en -2345 (FR naar NL) en 2433 in 2017 (en 504 van FR naar NL) en gem 838).

3.5 Opbrengsten

Onderstaande figuur toont hoe de 979,8 mio euro opbrengsten van Elia in 2017 verdeeld waren (excl. afrekening afwijkingen goedgekeurd budget: -92.3 mio €).

²² Elia, FOP 2020-2030.

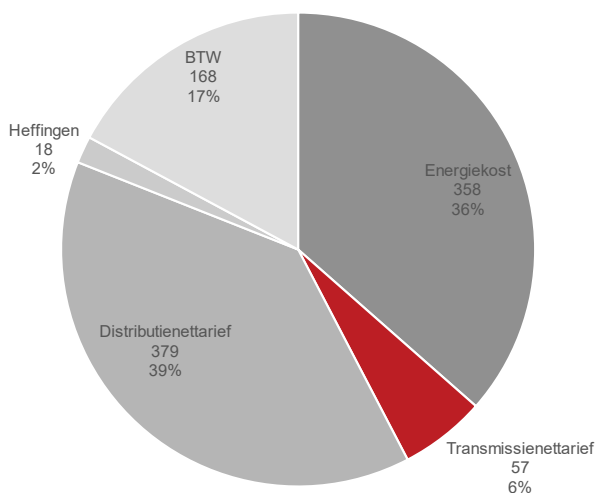
Figuur 18: Opbrengsten voor Elia



3.6 Tarieven

Het transmissienettarief verschilt naar gelang de Vlaamse distributienetgebieden van € 73 (Iveka) tot € 96 (IVEG) voor een gemiddeld gezin (incl. BTW en incl. federale bijdrage) en tussen € 3639 (bv. Intergem) en € 4117 (Sibelgas) voor een KMO (160 MWh)²³. Het transmissienettarief vormt gemiddeld 5,5% van de elektriciteitsfactuur voor een gemiddeld gezin en 6% voor een kleine professionele gebruiker²⁴.

Figuur 19: Aandeel van transmissienettarief in gemiddelde elektriciteitsfactuur huishoudens²⁵



Afhankelijk van het spanningsniveau en de buurlanden waarmee wordt vergeleken, zijn de transmissienettarieven in België nu eens hoger, dan weer lager dan in de buurlanden. Het aandeel niet-TSO-kosten in de doorgerekende kosten is aanzienlijk en te wijten aan de vergoeding voor offshore-windenergie en nucleair. Transmissienettarieven zijn de jongste jaren

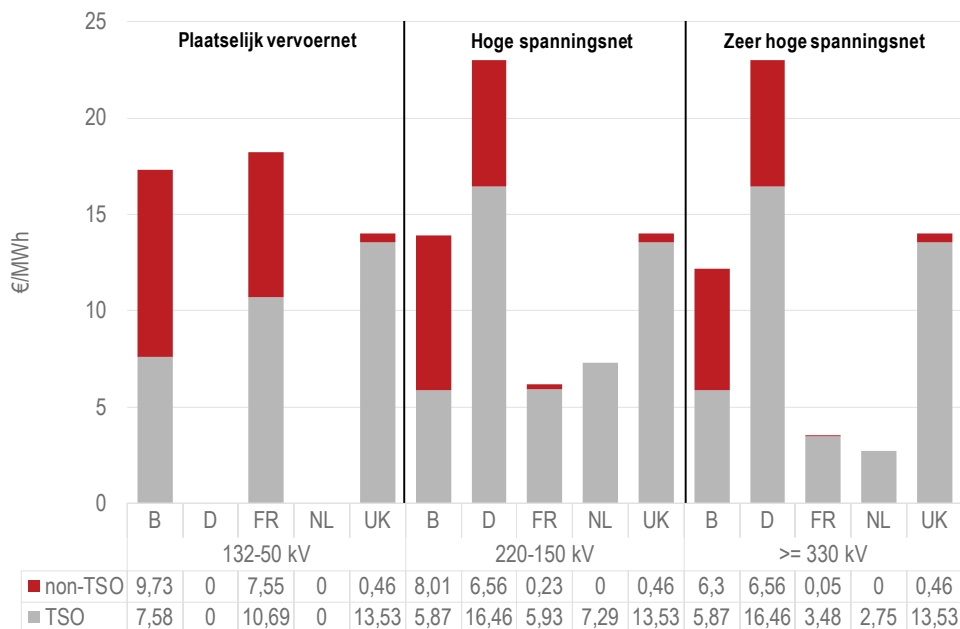
²³ <https://www.vreg.be/nl/transmissienettarieven-2018-0#sect4>

²⁴ Marktrapport VREG, 2017

²⁵ VREG, <https://www.vreg.be/nl/infografieken>, september 2018, DC-klant

in België toegenomen. Ze zouden minder degressief zijn dan de distributienettarieven in Vlaanderen maar hierover is weinig cijfermateriaal beschikbaar.

Figuur 20: Internationale vergelijking transmissienettarieven²⁶



Figuur 21: Evolutie netkosten²⁷

| NETKOSTEN (GEBRUIK EN ONDERSTEUNENDE DIENSTEN) Typeklanten (in €/MWh) | Tarieven 2013 (1) | Tarieven 2014-2015 (2) | Tarieven 2016 (3) | Tarieven 2017 (4) | Tarieven 2018 (5) | Tarieven 2019 (6) | Gemiddelde tarieven 2016-2019 (7) | 2016-2019 t.o.v. 2014-2015 (8) = (7)/(2) % |
|--|-------------------------|------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--|---|
| Volgens beslissing CREG d.d. | 658E/26 16/05/2013 | 658E/26 16/05/2013 | 658E/36 3/12/2015 | 658E/36 3/12/2015 | 658E/36 3/12/2015 | 658E/36 3/12/2015 | | |
| TYPEKLANT IN NETTEN 150-220-380 kV (45 MVA; 30 MW/jaar; 35 MW/maand; 155 GWh) | | | | | | | | |
| GEBRUIK VAN HET NET | n.v.t. | n.v.t. | 3,5643 | 3,4807 | 3,5120 | 3,6228 | 3,5450 | |
| VERMOGENSRESERVES EN BLACK START | n.v.t. | n.v.t. | 0,9165 | 1,1189 | 1,3710 | 1,5626 | 1,2423 | |
| INTEGRATIE VAN DE MARKT | n.v.t. | n.v.t. | 0,3492 | 0,3604 | 0,3870 | 0,3946 | 0,3728 | |
| TOTAAL | 4,8400 | 5,4200 | 4,8300 | 4,9600 | 5,2700 | 5,5800 | 5,1600 | 95 % |
| TYPEKLANT IN NETTEN 70-36-30 kV (12 MVA; 6 MW/jaar; 7 MW/maand; 32 GWh) | | | | | | | | |
| GEBRUIK VAN HET NET | n.v.t. | n.v.t. | 6,6343 | 6,5607 | 6,5420 | 6,7028 | 6,6100 | |
| VERMOGENSRESERVES EN BLACK START | n.v.t. | n.v.t. | 0,9165 | 1,1189 | 1,3710 | 1,5626 | 1,2423 | |
| INTEGRATIE VAN DE MARKT | n.v.t. | n.v.t. | 0,3492 | 0,3604 | 0,3870 | 0,3946 | 0,3728 | |
| TOTAAL | 7,9000 | 9,0050 | 7,9000 | 8,0400 | 8,3000 | 8,6600 | 8,2250 | 91 % |
| TYPEKLANT TRANSFORMATIE NAAR MIDDENSPANNING (50 MVA; 20 MW/jaar; 17 MW/maand; 90 GWh) | | | | | | | | |
| GEBRUIK VAN HET NET | n.v.t. | n.v.t. | 10,1343 | 10,0707 | 9,9620 | 10,0828 | 10,0625 | |
| VERMOGENSRESERVES EN BLACK START | n.v.t. | n.v.t. | 0,9165 | 1,1189 | 1,3710 | 1,5626 | 1,2423 | |
| INTEGRATIE VAN DE MARKT | n.v.t. | n.v.t. | 0,3492 | 0,3604 | 0,3870 | 0,3946 | 0,3728 | |
| TOTAAL | 9,9900 | 11,4000 | 11,4000 | 11,5500 | 11,7200 | 12,0400 | 11,6775 | 102 % |
| Injectietarief - Vermogensreserves en black start | 0,9111 | 0,9111 | 0,9644 | 0,9644 | 0,9644 | 0,9644 | 0,9644 | 106 % |

²⁶ Op basis van ENTSO-E [2017](#)

²⁷ [CREG](#)

Figuur 22: Aandeel van transmissienettarieven aangerekend aan producenten (G)

| | Share of G charges | Seasonal Signal | Locational Signal | Losses included | System services included | Type of Tariff for G | Type of Connection Charge |
|------------------|--------------------|-----------------|-------------------|-----------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Belgium | 7% | Yes | No | No | Yes | Energy based | Shallow |
| Denmark | 3% | No | No | Yes | Yes | Energy based | Super shallow |
| France | 2% | Yes | No | Yes | Yes | Energy based | Shallow |
| Germany | 0% | No | No | Yes | Yes | - | Super shallow |
| Great Britain | 23% | No | Yes | No | Yes | Capacity based | Shallow |
| Ireland | 25% | No | Yes | No | Yes | Capacity based | Shallow |
| Netherlands | 0% | No | No | Yes | Yes | - | Super shallow |
| Northern Ireland | 25% | Yes | Yes | No | No | Capacity based | Shallow |
| Norway | 38% | Yes | Yes | Yes | Yes | Lump-sum + Energy based | Shallow/Deep |
| Sweden | 41% | No | Yes | Yes | Yes | Capacity based | Deep |

Het is onduidelijk wat de impact van de voorstellen in FOP op de transmissienettarieven zou zijn. Doordat de afschrijvingen van investeringen doorgerekend worden, is de impact van gestegen investeringen niet direct ten volle merkbaar en zit er een zekere vertraging op.

3.7 Schuld

Elia had in 2017 een schuld van 2,7 miljard euro (België) en een schuldgraad van ongeveer 60%, met 76.5 mio kosten van schulden. De billijke vergoeding bedroeg 41,1 mio euro. Ter vergelijking: Elia had in 2017 een genormaliseerde winst van 216.6 mio euro waarvan 108.6 mio in België.

4 Voorstelling FOP

De voorstellen voor investeringen in het transmissienet zijn geformuleerd als genummerde projecten die soms gebundeld worden in projectclusters. Zo omvat de projectcluster 'Backbone Centrum Oost' 8 projecten. 13 van deze projectclusters komen overeen met 13 TYNDP-projecten en kregen dan nog een andere nummering.

De projecten kunnen op verschillende wijzen worden gebundeld, naar gelang

- Het type project (deel 4.1): interconnectie, offshore wind, ...
- De status (4.2): studie, gepland, beslist, in uitvoering
- Het type goedkeuring (4.3): indicatie, conditioneel, gepland
- Drijfveer (4.4): lokale bevoorrading, Europese bevoorrading, integratie hernieuwbare energie, rechtstreekse netgebruiker, functionele en technologische conformiteit

4.1 Projecttypes

Figuur 23: Indeling in projecttypes

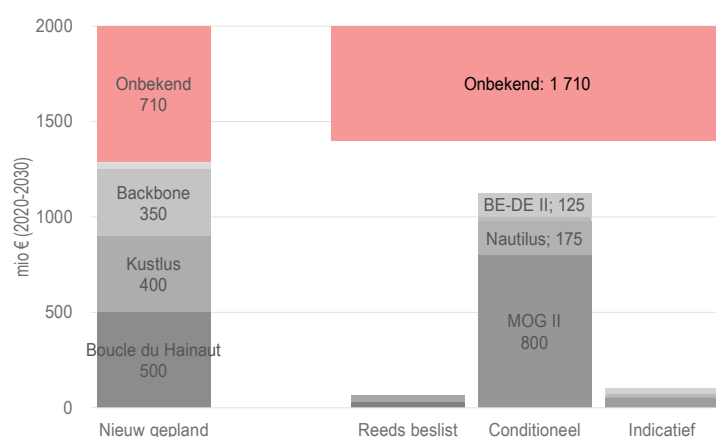
| | | Aantal projecten |
|-------------------|----------------------------------|------------------|
| Spanningsniveau | 380 kV, interconnectie, offshore | 48 |
| | 220-150-110 | 270 |
| Al dan niet TYNDP | Opgenomen in TYNDP | 24 |
| | Niet opgenomen in TYNDP | 292 |

Figuur 24: Kosten-baten-gegevens voor FOP-projecten

| | Gegevens in het plan | Gegevens elders | Geen gegevens |
|---|----------------------|-----------------|-----------------------------|
| Totaal | | | |
| 380 kV, interconnectie, offshore | | | |
| 7 clusters (11 projecten) | | | Kosten en baten voor België |
| 14 TYNDP-projecten (24 projecten) | | | |
| 24 projecten | | | |
| 220-150-110 kV-projecten | | | |
| 270 projecten | | | |

Van de totale investeringen die het FOP tussen 2020 en 2030 (potentieel) betekent, is op dit moment slechts voor ongeveer de helft bekend waardoor deze kosten veroorzaakt worden (Figuur 25).

Figuur 25: Voor 48% van 5 miljard FOP-investeringen 2020-2030 zijn gegevens onbekend²⁸



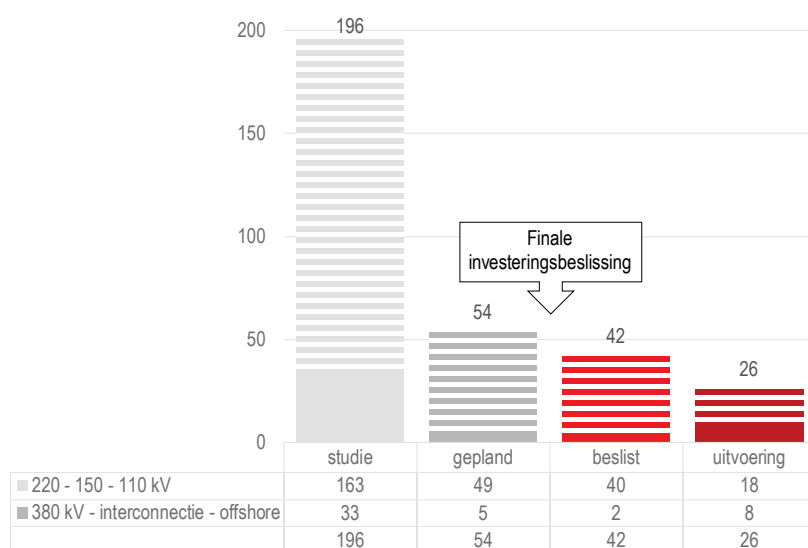
²⁸ Bij interconnectieprojecten werd 50% aan België toegewezen. Enkel kosten voor 2020-2030 werden in rekening gebracht. Er werd hiervoor een inschatting gemaakt van het pre 2030-aandeel voor projecten die tot na 2030 lopen.

4.2 Status: Studie-gepland-beslist-uitvoering

Figuur 26: Terminologie kan verwarrend zijn²⁹

| | | Type goedkeuring (statuut) | | |
|----------------|----------------|----------------------------|--------------|------------|
| | | Gepland | Conditioneel | Indicatief |
| Project-status | Studie | | | |
| | Gepland | | | |
| | Beslist | | | |
| | In uitvoering | | | |
| | Gerealiseerd | | | |

Figuur 27: Het merendeel van de projecten in het plan zijn nog niet beslist



Figuur 28: Status van projecten in FOP 2020-2030

| (aantal projecten) | | studie | gepland | beslist | uitvoering | totaal |
|---|--------------------------------|------------|-----------|-----------|------------|------------|
| 380 kV - interconnectie - offshore | | 33 | 5 | 2 | 8 | 48 |
| 220 - 150 - 110 kV | | 163 | 49 | 40 | 18 | 270 |
| | Antwerpen | 33 | 2 | 3 | 6 | 44 |
| | Brussels Hoofdstedelijk Gewest | 2 | 7 | 4 | 3 | 16 |
| | Henegouwen | 24 | 10 | 7 | 3 | 44 |
| | Limburg | 14 | 0 | 1 | 2 | 17 |
| | Luik | 11 | 8 | 15 | | 34 |
| | Luxemburg | 5 | 5 | 3 | | 13 |
| | Namen | 5 | 5 | 1 | 1 | 12 |
| | Oost-Vlaanderen | 23 | 2 | 1 | | 26 |
| | Vlaams-Brabant | 16 | 3 | 1 | 2 | 22 |
| | Waals-Brabant | | 6 | 2 | 1 | 9 |
| | West-Vlaanderen | 30 | 1 | 2 | | 33 |
| Totaal | | 196 | 54 | 42 | 26 | 318 |

²⁹ Gebruikte combinaties in roze weergegeven.

Figuur 29: Status van interconnectieprojecten

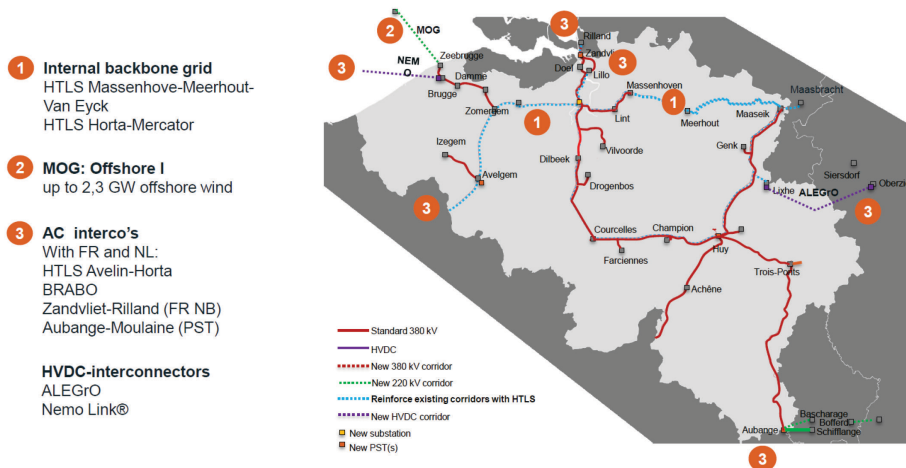
| | Project | Kosten voor België (mio €) | |
|-------------------------|--------------------------|----------------------------|-------|
| | | Min (gem) | max |
| Uitgevoerd | Nemo (UK) | 650 | 650 |
| In uitvoering | Alegro (D) | 560 | 593 |
| | Brabo II | 90 | 113 |
| Ter beslissing | Aubange LUX-DE | 210 | 263 |
| | Zuidgrens Avelin - Horta | 140 | 147 |
| | Zandvliet - Rilland | 60 | 66 |
| | Zuidgrens Aubange | 20 | 21 |
| Onduidelijk | Zuidgrens Lonny - Achene | 100 | 125 |
| | Brabo III | 60 | 75 |
| Indicatief/conditioneel | Nautilus (UK) | 700 | 1 333 |
| | Tweede interconnectie D | 500 | 720 |
| | Van Eyck – Maasbracht | 50 | 63 |

4.3 Type goedkeuring: Indicatief – conditioneel – gepland – in uitvoering

Figuur 30: FOP onderscheidt bij 380 kV-net geplande en conditioneel/informatieve projecten³⁰



Figuur 31: Projecten tot 2025, 380 kV, gelanceerd in vorig FOP³¹



³⁰ Het overzichtsschema op blz. 96 en de tekst op blz. 98 laten uitschijnen voor de 380 kV-netprojecten dat interconnectieprojecten van na 2025 informatief of conditioneel zijn opgenomen en dat ook MVAR-investeringen post-nucleair en Coo 3 conditioneel zijn. Dit schema lijkt niet helemaal consistent met de teksten: Brabo III en Lonny-Achene fase I hebben een verwachte opleverdatum van 2025. Toch is Brabo III gepland en Lonny-Achene conditioneel. Welke tijdsreferentie is van belang (start werken, oplevering)? Wat voor 2025 zelf: horen die nog bij geplande of niet?

³¹ Elia, Plenaire vergadering User's Group, [2018](#)

Figuur 32: Projecten vanaf 2025, 380 kV³²

- 1 HTLS backbone - upgrade Van Eyck-Gramme-Courcelles-Mercator phased approach
Timing: 2025-2035 → for approval
- 2 New AC-corridor Avelgem – Centre
Timing: 2026-2028 → for approval
- 3 New AC-corridor Coast-Avelgem (Coast loop)
Timing: 2026-2028 → for approval
- 4 Offshore II
2 GW offshore wind
Timing: 2026-2028 → cond approval
- 5 AC Interco's
With FR and NL
Timing: 2030 → under study
- 6 New HVDC-Interconnectors
6A 'BE-DE II'
6B 'Nautilus (BE-GB II)'
Timing: at the earliest 2028 → cond approval













De projectoverzichten in bijlage bij het plan maken geen onderscheid tussen projecten die al in een eerder plan goedgekeurd werden, projecten die nu ter goedkeuring worden voorgelegd en die daarmee ook bindend worden voor de netbeheerders en projecten die louter indicatief of conditioneel worden opgenomen. De projectoverzichten maken enkel een onderscheid tussen projecten naar gelang hun status (in studie, geplande (maar nog niet besliste) projecten, besliste projecten en projecten in uitvoering). De 5 projectoverzichten in het plan zelf maken dit onderscheid naar statuut of type goedkeuring wel, maar deze vermelden niet alle projecten, noch welke nieuw zijn. Er is dus geen geïntegreerd overzicht, dat het vorige FOP wel bevatte. De vergelijking met de vorige plannen wordt bemoeilijkt doordat de projectindelingen of -beschrijvingen kunnen verschillen.

Voor de projecten op zeer hoge spanning, interconnectie en offshore probeerde het SERV-secretariaat op basis van de beschikbare informatie zo'n overzicht maken (Figuur 3); voor de 220-150-110 kV leek dat niet direct mogelijk.










³² Elia, Plenaire vergadering User's Group, [2018](#)

Figuur 33: Overzicht beslisstatus van 48 380 kV-, interconnectie- en offshoreprojecten³³

| | Reeds in uitvoering/beslist  | Ter beslissing  | Conditioneel  | Informatief/indicatief  |
|---|--|--|---|---|
|  Backbone | Stevin (37-39) | Backbone-centrum - oost (9 tem 16) Boucle du Hainaut (27) Kustlus (28) | | |
|  Interconnectie | D: ALEgro (1) NL: Brabo II (29-30) | FR: Avelin-Horta (42) FR: Aubange-Moulaine (41) NL: Brabo III (31-32) NL: Zandvliet-Rilland (34-35) | FR: Lonny-Achene I (43) UK: Nautilus (26) DE: BE-DE II (40) | LU-DE: Aubange (17) FR: Lonny-Achene II (44) NL: Maasbracht (33) NL-Fr: LT (18) |
|  Offshore | | | MOG II (25) | Northsea Offshore Grid (19) |
|  Aansluiting | | | Courcelles 380 (3) Gramme -Van Eyck (4) Aubange-Brume-Gramme (2) Saeftinghedok (36) | |
|  Transformatoren - Interactie 380 kV - onderliggend transmissienet | | Kallo (5) Lillo (6) Rodenhuize (7) Mercator (20) | Henegouwen, West- Vlaanderen, Limburg (8) | |
|  Andere | Efficiënte benutting en beheer (45-48) | Middelen spanningsbeheer: Fase I en II (21 tem 23) | Middelen Spanningsbeheer Fase III (24) | |







³³ Eigen analyse op basis van het FOP. Tussen haakjes staan de projecten ID-nummers.

Figuur 34: Overzicht beslisstatus en timing van 380 kV-, interconnectie- en offshoreprojecten³⁴

| P: gepland I: indicatief C: conditioneel | Gepland  | | | Conditioneel  | | | Informatief/indicatief  | | |
|---|--|--|---|---|---|---|---|---|-------------|
| | Type project | Nieuw | Vorig FOP I/C | Vorig FOP P | Nieuw | Vorig FOP I | Vorig FOP C | Nieuw | Vorig FOP I |
| Backbone  | Backbone-centr.oost (2025-2035) Boucle du Hainaut (2026-2028) Kustlus (2026-2028) | Backbone Centr. Oost: Gramme-Van Eyck (2020-2025>2029) | | | | | | | |
| Interconnectie  | | Zandvliet-Rilland NL (?> 2022) Aubange-Moulaine FR (?>2021) | Avelin-Horta FR (2022>2021) Brabo III NL (2023>2025) | | Nautilus UK (2025>2028) BE-DE II (2025>2028-) Lonny-Achene I FR (2025>2025) | | LT NL-FR (?) | Maasbracht NL (?>2030) Lonny-Achene II FR (2025>2030) Aubange LU-DE (2022>2035) | |
| Offshore  | | | | | MOG II (2025 > 2026-2028) | | Northsea Offshore Grid (?) | | |
| Aansluiting  | | | | Aubange-Brume-Gramme (?) Saeftinghedok (2023) | | Gramme -Van Eyck (afh. v. beslissing) Courcelles 380 | | | |
| Transfo - Interactie onderliggend net  | Kallo (2022) Lillo (2022) Rodenhuize (2022) Mercator (2025) | | | Henegouwen, West-Vlaanderen, Limburg (2025) | | | | | |
| Andere  | Spanningsbeheer: Fase I en II (2021-2022) | | | Spanningsbeheer Fase III (2025) | | | | | |

Figuur 35: Wat is er nieuw in het FOP 2020-2030 tov FOP 2015-2025?³⁵

Achtergronddocument Eliaplan

| | | FOP 2020-2030 | | |
|----------------------|--|--|--|---|
| | | Gepland  | Conditioneel  | Indicatief  |
| FOP 2015-2025 | Gepland  | Avelin-Horta FR (2022>2021) Brabo III NL (2023>2025) | | |
| | Conditioneel  | Backbone Centr. Oost: Gramme-Van Eyck (2020-2025>2029) | Gramme -Van Eyck (afh. v. beslissing) Courcelles 380 | |
| | Indicatief  | Aubange-Moulaine FR (?>2021) Zandvliet-Rilland NL (?> 2022) | Nautilus UK (2025> 2028) BE-DE II (2025>2028-) Lonny-Achene I FR (2025>2025) MOG II (2025 > 2026-2028) | Maasbracht NL (?>2030) Lonny-Achene II FR (2025>2030) Aubange LU-DE (2022>2035) |
| | Niet opgenomen | Backbone-centr.oost (2025-2035) Boucle du Hainaut (2026-2028) Kustlus (2026-2028) Kallo (2022) Lillo (2022) Rodenhuize (2022) Mercator (2025) Spanningsbeheer: Fase I en II | Aubange-Brume-Gramme (?) Saeftinghedok (2023) Henegouwen, West-Vlaanderen, Limburg (2025) Spanningsbeheer Fase III (2025) | LT NL-FR (?) Northsea Offshore Grid (?) |






³⁴ Eigen analyse. Tussen haakjes staan eerst de data van indienstname volgens het vorig FOP en na > de data van indienstname volgens het voorliggend FOP.

³⁵ Wat nieuw is of een meer definitieve status kreeg, werd in kleur gemarkeerd.

Het is onduidelijk of het FOP een tweede herstructurering van Mercator voorstelt, naast die uit het vorige plan (met vermoedelijke indienstname tegen 2018). De overzichtstabel op blz. 31 laat uitschijnen dat het nu bedoelde Mercatorproject niet in het vorige FOP stond. Ook is het onduidelijk of de tweede interconnectie met DE al in het vorig FOP stond met indienstname 2025. Tabel op blz. 32 laat uitschijnen van wel. Het vorig FOP beschrijft evenwel alleen Alegro (blz. 85-86).

4.4 Statuut en voorwaarden conditionele projecten

Figuur 36: Vragen bij het statuut van de projecten

| | |
|---|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"> ■ Klopt het overzicht van het SERV-secretariaat in Fout! Verwijzingsbron niet gevonden. met de indeling van de 380 kV-, interconnectie- en offshoreprojecten naar gelang het type goedkeuring? En klopt Figuur 38 met de inschatting van wat het FOP aan nieuws voorstelt? ■ Wat is de indeling van de 220-150-110 kV-net-projecten over deze indeling 'in uitvoering – gepland – conditioneel – informatief/indicatief'? |
|  | <ul style="list-style-type: none"> ■ Zijn alle projecten met 'gepland' in de projectstatus ook naar goedkeuringstatuut 'gepland'? Welke van de projecten in studiefase? ■ Zijn alle geplande projecten al intern beslist? ■ Liggen voor de geplande projecten al alle modaliteiten vast? |
|  | <ul style="list-style-type: none"> ■ Zijn conditionele projecten te beschouwen goedgekeurd als aan de voorwaarden is voldaan (cf. Figuur 37)? Wie toetst deze voorwaarden? ■ Verbindt Elia zich tot hun uitvoering als aan de voorwaarden is voldaan? Wat betekent voor de conditionele projecten Nautilus en BE-DE II de bepaling 'Het project wordt verder ontwikkeld met het oog op een toekomstige finale investeringsbeslissing, inclusief bindend engagement met Ampiron/National Grid om tot realisatie over te gaan. Een positieve investeringsbeslissing is gekoppeld aan een positieve socio-economische alsook bedrijfseconomische kosten-batenanalyse'³⁶? Wil dat zeggen dat de projecten als 'beslist' doorgaan als de kosten-batenanalyses positief zijn? Met welke aannames van kosten en baten? Wordt hiervoor nog een verdere toetsing hierop voorzien? ■ Slaat de conditionaliteit steeds op de opportuniteit van het project of ook op diens modaliteiten? ■ In welke mate verschilt deze conditionaliteit van onzekerheden of voorwaarden (al dan niet vergunningen) die ook voor geplande projecten gelden? ■ Worden de kosten van deze projecten in de tarieven opgenomen? |
|  | <ul style="list-style-type: none"> ■ Is er een verschil tussen indicatieve en informatieve projecten? ■ Wat betekent dit statuut en hun opname in het FOP precies (ten opzichte van niet-opname)? Betekent het een niet-opname in de tarieven? ■ Wanneer en hoe zal er finaal over deze projecten beslist worden (ter goedkeuring in een volgend FOP, ter goedkeuring na het voldoen van een voorwaarde, ...)? |
|  | <ul style="list-style-type: none"> ■ Wat betekenen planbepalingen die (mogelijk) extra projecten impliceren, als die niet in een project zijn ondergebracht? ■ Is bv. de vermelding van de niet-nader genoemde nieuwe aansluitingen van productie-installaties³⁷ een intentie tot de aansluiting van alle bijkomende productie-installaties? Moet er hiervoor een beslissing/aanpassing van het FOP voorzien worden? |







³⁶ FOP, blz. 25

³⁷ FOP, blz. 134: 'De komende jaren verwacht Elia zich aan meerdere aansluitingsaanvragen voor grote productie-eenheden. Elia blijft de verdere ontwikkeling van deze dossiers opvolgen, evenals het globale kader met eventuele initiatieven inzake een capaciteitssteunmechanisme, en de hieruit volgende noden inzake netaansluitingen en netversterkingen. Deze noden kunnen veranderingen teweegbrengen voor de in dit hoofdstuk 4 vermelde projecten.'

Figuur 37: Vermoedelijke voorwaarden voor de conditionele projecten³⁸

| Conditioneel | Voorwaarde |
|--|---|
| Lonny-Achene I Nautilus BE-DE II | Studie en KBA Positieve KBA Positieve KBA |
| MOG II | 2 ^{de} offshore park |
| Courcelles 380 Gramme -Van Eck Aubange-Brume-Gramme Saeftinghedok | STEG in Seneffe STEG in Dilsen Coo 3 Saeftinghedok |
| Interactie onderliggend net Henegouwen, West-Vlaanderen, Limburg | Studie? |
| Spanningsbeheer Fase III | Nucleaire uitstap |

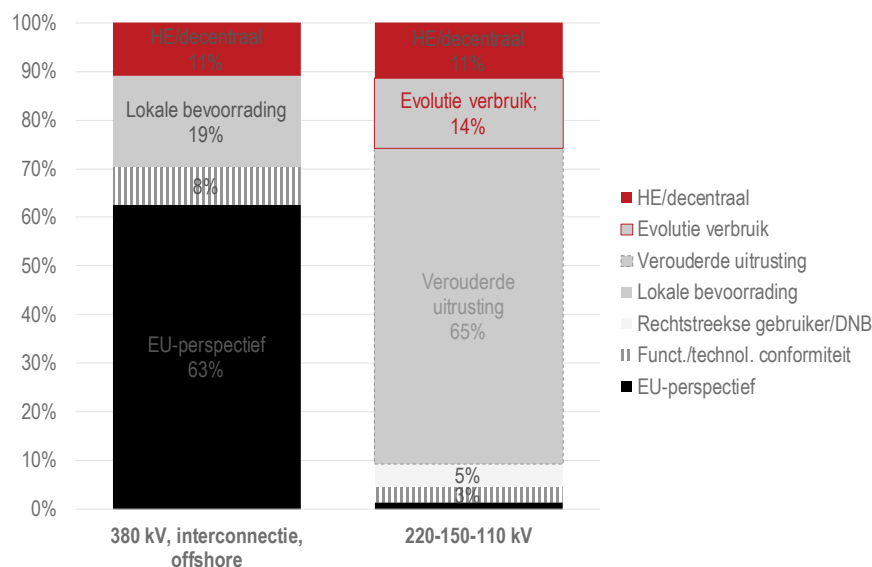
Figuur 38: Wat is nieuw in FOP voor 380 kV-, interconnectie- & offshoreprojecten?

| Nieuw gepland project | | FOP 2020-2030 | | |
|----------------------------|--|--|---|---|
| | | Gepland  | Conditioneel  | Indicatief  |
| Nieuw conditioneel project | | | | |
| Nieuw indicatief project | | | | |
| FOP 2015-2025 | Gepland  | Avelin-Horta FR Brabo III NL | | |
| | Conditioneel  | Gramme-Van Eyck (deel van Backbone) | Gramme -Van Eyck (Dilsen) Courcelles 380 | |
| | Indicatief  | Aubange-Moulaine FR Zandvliet-Rilland NL | Nautilus UK BE-DE II Lonny-Achene I FR MOG II | Maasbracht NL Lonny-Achene II FR Aubange LU-DE |
| | Niet opgenomen | Backbone-centr.oost Boucle du Hainaut Kustlus Transfo's in Kallo, Lillo, Rodenhuize Mercator Spanningsbeheer: Fase I en II | Aubange-Brume-Gramme Saeftinghedok Interactie onderliggend net: Henegouwen, West- Vlaanderen, Limburg Spanningsbeheer Fase III | LT NL-FR Northsea Offshore Grid |

4.5 Drijfveren: vervanging, hernieuwbare energie, ...

De projectoverzichten in bijlage bij het FOP geven een indicatie van de drivers van de verschillende projecten. Meer dan de helft van het aantal vermelde projecten in het plan lijken gericht op de vernieuwing van verouderde uitrusting (Figuur 40). Op de zeer hoge spanningsnetten lijken het merendeel van de projecten vooral getriggerd door Europese ontwikkeling en eenmaking (83%), terwijl op de 110-, 150- en 220 kV-netten vooral vervangingsinvesteringen van belang lijken (89%).

³⁸ Gedistilleerd uit FOP, maar daarin niet overzichtelijk weergegeven

Figuur 39: Aandelen vermelde drijfveren van projecten³⁹Figuur 40: Drivers van projecten in FOP 2020-2030⁴⁰

| Aantal projecten waarvoor drijfveer vermeld wordt | 380 kV, interconnectie, offshore | 220-150-110 kV | totaal | 380 kV, interconnectie, offshore | 220-150-110 kV | |
|---|----------------------------------|----------------|------------|----------------------------------|----------------|-----|
| Bevoorradingszekerheid lokaal | 12 | 255 | 267 | 25% | 94% | 84% |
| Vernieuwing verouderde uitrusting | | 239 | 239 | 0% | 89% | 75% |
| Evolutie verbruik | | 53 | 53 | 0% | 20% | 17% |
| Europese ontwikkeling en bevoorradingszekerheid, centrale productie | 40 | 3 | 45 | 83% | 1% | 14% |
| Hernieuwbare energie en decentrale energie | 7 | 42 | 49 | 15% | 16% | 15% |
| Rechtstreekse netgebruiker en DNB | 0 | 17 | 17 | 0% | 6% | 5% |
| Functionele en technologische conformiteit | 5 | 12 | 17 | 10% | 4% | 5% |
| | 64 | 366 | 430 | | | |

Het is onduidelijk

- welke FOP-projecten **echt noodzakelijk zijn voor de lokale bevoorradingszekerheid** en welke niet. Dat geldt in het bijzonder voor projecten die meerdere doelen dienen. Daarbij ontbreekt ook informatie over tegen wanneer welke projecten echt noodzakelijk zijn en dus uitgevoerd moeten zijn, hetgeen van belang is voor de planning maar vooral ook voor de implementatie en facilitatie van deze projecten.
- welke projecten **noodzakelijk** zijn in het kader van **Europese verplichtingen of engagementen**. Het is niet duidelijk hoeveel projecten en daarmee verbonden investeringen essentieel zijn om te voldoen aan de Europese verplichtingen en engagementen, bv. ten aanzien van projecten van gemeenschappelijk belang (**PCI**: projects of common interest⁴¹) of in het kader van de Europese **TYND-plan** (Ten-Year-Net-Development-plan) van ENTSO-

³⁹ Dubbeltellingen tussen projecten aangezien meerdere drijfveren worden vermeld voor diverse projecten. Percentage tov alle vermelde projectredenen

⁴⁰ Het aantal projecten telt niet op tot het totaal aantal projecten omdat voor eenzelfde project soms meerdere drivers worden vermeld. Percentage tov het totaal aantal projecten.

⁴¹ De lijst van PCI's wordt na consultatie op Europees niveau vastgelegd en regelmatig herzien. PCI's kunnen normaal gezien o.a. genieten van versnelde plannings- en vergunningsprocedures en komen in aanmerking voor steun in het kader van de Connecting Europe Facility (CEF: 5,35 mld € tussen 2014-2020).

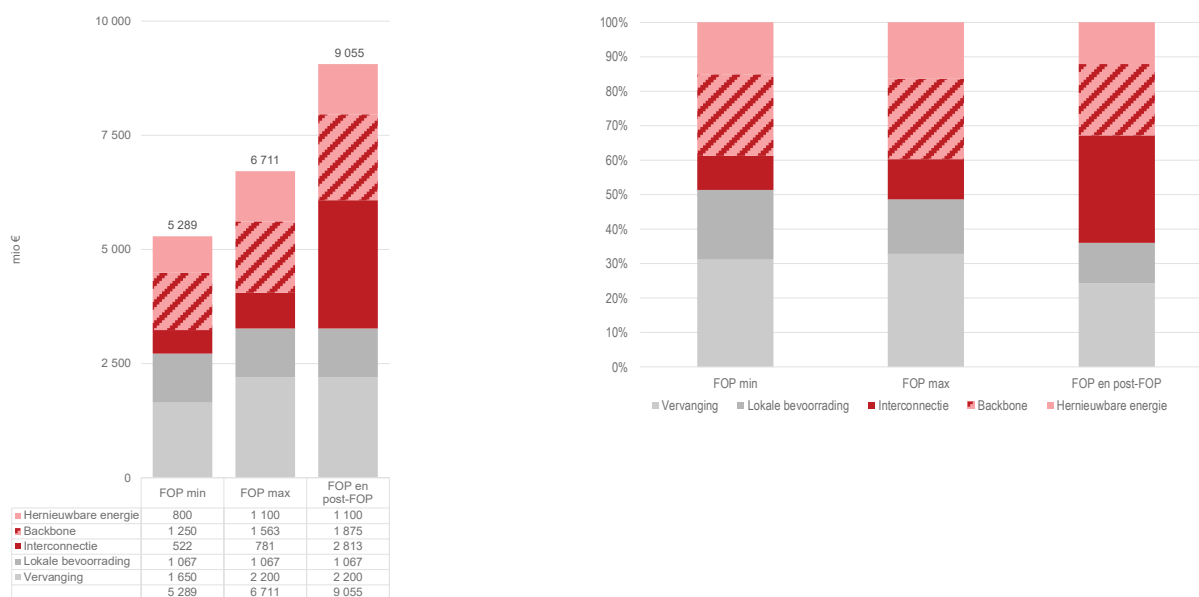
E. In welke mate betekent de opname van Belgische projecten in het TYNDP (goed voor 24 projecten in het FOP) of als PCI (met name Nemo, Alegro, Horta-Mercator, Brabo II en III, Nautilus, België-Duitsland II en iLand⁴²) ook een engagement tot uitvoering? Wat met de huidige plannen rond iLand dat geen deel meer lijkt uit te maken van het plan?

■ **voor welke drivers welke kosten** precies gemaakt moeten worden. Het plan verwoordt de motieven voor het plan in algemene bewoordingen en vermeldt ze bij de beschrijving van de projecten (zie analyse in Figuur 39), maar niet bij de omvang van de kosten.

Op basis van ruwe schattingen over de kosten van projecten lijkt ongeveer 50% van de FOP-investeringskosten te wijten aan de vervanging van verouderde infrastructuur (30%) en lokale bevoorrading (20%)⁴³, 10% (stijgend naar 30%) aan interconnectie, 15% aan hernieuwbare energie en 25% aan backboneversterkingen die meerdere doelen dienen. De algemene motivatiebeschrijving legt vooral een relatief grote nadruk op de komst van hernieuwbare energie en Europese integratie.

Ook de **evolutie** in het belang van drivers van kosten is relevant. Is bijvoorbeeld het aandeel van interconnectieprojecten, de aansluiting van offshore wind, de versterking van de backbone nu hoger of lager dan in het verleden? Wat met het aandeel vervangingsinvesteringen voor verouderde infrastructuur? Gebeurt er nu een inhaalbeweging op een te laag investeringsritme in het verleden⁴⁴? Zo zouden de kosten van onderhoudsinvesteringen stijgen van 155 mio per jaar nu naar 220 mio €/jaar in 2022⁴⁵

Figuur 41: Spreiding van drivers naar gelang kosten van FOP-projecten (ruwe inschatting)

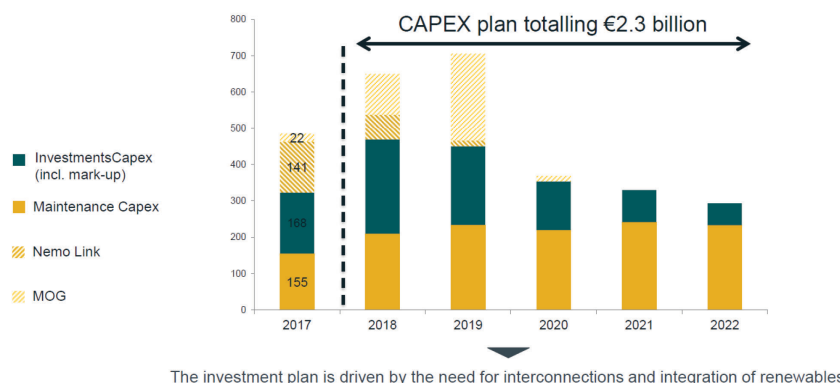


42 https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/annex_to_pci_list_final_2017_en.pdf en https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/memberstatespci_list_2017.pdf

43 Voor beiden werden geen gegevens teruggevonden, tenzij de stijgende kosten voor vervangingsinvesteringen tot 2022. Hier wordt een constant niveau van vervangingsinvesteringen en investeringen in lokale bevoorrading voorzien.

44 <https://www.hbvl.be/cnt/eid70495/extern-elia-investeert-volgens-creg-te-weinig-in-hoogspanningsnet>

45 Elia, [presentatie 2018](#)

Figuur 42: Drivers van het huidige investeringsplan⁴⁶

4.6 Timing van projecten: voorziene indienstnamedatum

Het FOP vermeldt enkel de voorziene indienstnamedatum (en een ev. vorige inschatting van deze datum). Er is geen informatie over de vermoedelijke start van de werken of de eventuele start van de doorrekening in de tarieven.

4.7 Interconnecties en Europese projecten

Figuur 43: Vragen bij bijkomende interconnectieprojecten en bijhorende projecten

- Het precieze gewicht van de **motieven** achter deze projecten (cf. supra). Bijkomende interconnectieprojecten zijn niet nodig om aan EU-interconnectievereisten te voldoen want België voldeed in 2017 al aan de verstrengde en aangevulde normen voor 2030 (zie bijlage).
 - In welke mate worden ze verondersteld bij te dragen aan de **lokale bevoorrading**? Wat is het effectieve belang van deze projecten voor de lokale bevoorrading? Welke effectieve garanties voor lokale bevoorrading gaat hiervan uit, onder welke voorwaarden (cf. infra)? In welke mate leidt bijkomende interconnectie tot meer effectieve importcapaciteit? Of tot meer transitstromen? Of tot meer ongewenste loopflows⁴⁷? Welke stromen krijgen voorrang? In welke mate zal de interconnectiecapaciteit in de toekomst efficiënt en rechtvaardig gebruikt worden voor grensoverschrijdende handel (ten opzichte van het gebruik voor loop flows)⁴⁸?
 - In welke mate zijn deze projecten ingegeven vanuit eventuele **economische** overwegingen omtrent het uitvlakken van **prijsverschillen** via marktkoppeling? Onder welke voorwaarden leidt bijkomende interconnectie effectief tot meer prijsconvergentie en zijn die voorwaarden wel vervuld? Wat is de reële impact op de **prijzen**? Wat zijn de effecten van loopflows hierop?⁴⁹
 - Of zijn deze projecten vooral ingegeven vanuit de **Europese** energie-unie-filosofie? Of gebeuren ze uit solidariteit met de buurlanden, in het kader van de oproep van de Europese commissie om in de geest van solidariteit en samenwerking extra interconnectie te voorzien met buurlanden die nog niet aan de normen voorzien zoals het Verenigd Koninkrijk en Duitsland (zie figuur in bijlage). Wat betekent de **Brexit** in dit kader? Wat betekent de overname van 50 Hz voor de Belgische belangen?
- het **alternatievenonderzoek**: Is de interconnectie de beste piste om de doelen te realiseren? Werd interconnectie voldoende afgewogen ten opzichte van alternatieven zoals meer lokale productie in het kader

⁴⁶ Elia, Presentation of the Elia Group, 2018

⁴⁷ Loop flows verwijzen naar fysieke elektriciteitsstromen op een net als gevolg van commerciële stromen binnen een andere zone. Ze verwijzen o.a. naar elektriciteitsstromen uit het noorden van Duitsland die via de hoogspanningsnetten van de buurlanden naar het zuiden van Duitsland vloeien.

⁴⁸ Cf. [CREG](#)

⁴⁹ De recente hoge elektriciteitsprijzen in het sterk geïnterconnecteerde België worden toegeschreven een combinatie van het koude weer, schaarse eigen productie en loopflows die de importcapaciteit zouden beperken. De Tijd, 21 november 2018. Stroom fors duurder dan in de buurlanden.

van de bevoorradingszekerheid, meer flexibiliteit in het kader van de opvang van het intermitterend karakter van hernieuwbare energie, ...? Zo lijkt de investeringsbehoefte in interconnectie aanzienlijk lager bij een scenario met meer elektrische voertuigen en meer zonne-energie (DEC-scenario) en hoger bij meer windenergie (RES-scenario), al is het onduidelijk wat de precieze impact is van het aantal veronderstelde elektrische voertuigen en de hernieuwbare energiemix op de interconnectiebehoefte.

■ **Het gebruikte afwegingskader voor interconnectieprojecten**

- Is een (robuuste) positieve economische case volgens de **gebruikte kosten-batenmodellering ook strategisch een aangewezen investering**? Biedt de modellering en kostenbatenmethodiek die in ENTSO-E-verband gebruikt wordt bij de Europese investeringsplannen en ook bij het Eliaplan wel een afdoend afwegingskader? Deze methodiek levert onmiskenbaar belangrijke informatie op over de economisch optimale uitwisseling van elektriciteit tussen EU-landen. Toch is deze KBA op zich onvoldoende om uit te maken of deze investering voor België ook strategisch het meest aangewezen. Niet alle kosten en baten worden in de methodiek meegerekend. Ook moet een project met een positieve KBA nog afgewogen worden tegen de opportuniteit van andere investeringen. Ook onzekerheden, risico's of andere nadelen van projecten zijn bij een maatschappelijke beoordeling van belang (cf. infra). Is bijkomende interconnectie bv. aangewezen zolang loop flows niet worden aangepakt? Tot slot moet opgemerkt worden dat de gebruikte modelleringen (en dus ook de conclusies) doorheen de tijd veranderen en dat deze modelleringen niet goed de impact kunnen inschatten van de interferenties met nieuwe projecten o.a. van andere landen.
- Is er **wel een positieve case** voor deze interconnectieprojecten, rekening houdend met de onzekerheden op de veronderstelde **kosten en baten** van deze projecten en dus op de **terugverdiertijden** van deze projecten? Zo lijkt een ruwe analyse van de beschikbare gegevens aan te tonen dat deze onzekerheden grote vraagtekens plaatsen bij grote interconnectieprojecten zoals de 2^{de} verbinding met de UK en de 2^{de} verbinding met Duitsland. Nautilus zou een maatschappelijke TVT hebben van 12 tot 72 jaar naar gelang de gebruikte veronderstellingen. Voor de 2^{de} interconnectie met Duitsland zou die variëren van 12 tot 48 jaar. De impact van verschillende **Brexit**-scenario's op de kosten-batenanalyses van de interconnecties met Groot-Brittannië, met name Nemo Link (in dienstname 2019) en Nautilus (studiefase – indienstname vanaf 2028) is ook onduidelijk.
- Wat is het effect van **onzekerheden**? Hoe gevoelig zijn de resultaten voor eventuele wijzigingen aan het **tijdsverschil** tussen België en het Verenigd Koninkrijk⁵⁰? Wat is de impact van de verwachte **koolstofprijzen**? Bij hoge koolstofprijzen die de switch van steenkool naar gas realiseren, zouden de baten van interconnecties voor België groter zijn, omdat de eigen gascentrales dan rendabeler zouden worden en zouden kunnen exporteren naar buurlanden met een koolstofintensievere mix⁵¹. Bij lagere koolstofprijzen waarbij kool voor gas komt in de merit order, zou de productie van Belgische gascentrales verminderen en België een hub van elektriciteit worden. Wat is de impact van **beleid in buurlanden**? Wat is de impact van **klimatologische omstandigheden**?

■ De **verdeling van kosten en baten van interconnectieprojecten**. Zowel de verdeling van kosten van interconnectieprojecten tussen de buurlanden als de mate waarin de baten van interconnectie zullen terugvloeien naar de verbruikers roepen nog vragen op.

- Hoe worden de **kosten van interconnectieprojecten verdeeld** tussen de buurlanden? Volgens welke criteria worden deze verdeelsleutels bepaald?
- In welke mate zullen de **baten** van interconnectieprojecten **terugvloeien naar de Belgische verbruikers** als maatschappelijke baten, of vooral ten goede komen aan de TSO's (transmissienetbeheerders – transmission system operators) of nieuwe vehikels die de projecten ontwikkelen?
- Wat is de verwachte impact van het cap&floor-systeem voor de Nemolink?
- In welke mate wordt België **'vergoed'** wordt voor interne investeringen die gebeuren ten bate van buurlanden? Hoe worden TSO's en dus ook onrechtstreeks de verbruikers voor de gedane investeringen gecompenseerd?

■ Het **Europese kader**

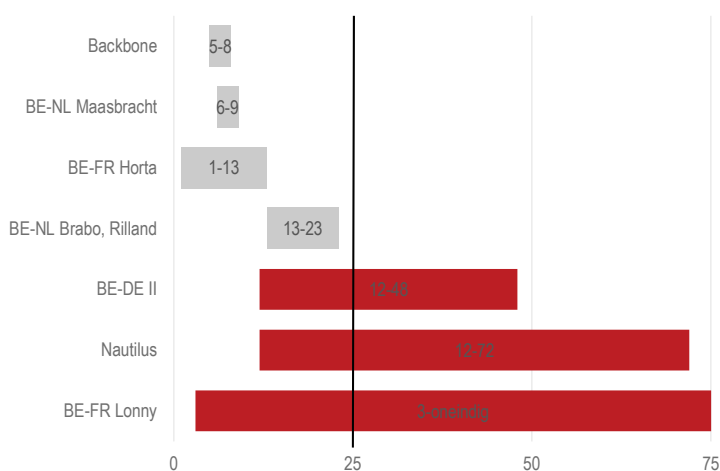
- Leidt het Europese kader wel leidt tot een **evenwichtige spreiding** van investeringen over lidstaten? In welke mate moet België investeren in interconnectie en backbone omdat de buurlanden dat onvoldoende zelf doen? In welke mate moet België investeren om de Duitse windstroom te kunnen opvangen? Wordt hierover voldoende op Europees niveau in het belang van België onderhandeld?

⁵⁰ De modelleringen van het planbureau geven aan dat het tijdsverschil een grote driver is voor de export naar de UK (Planbureau 2017, Increasing interconnections: to build or not to build, that is (one of) the question(s).

⁵¹ Federaal Planbureau, Devogelaer, D. (2017) Increasing interconnections: to build or not to build, that is (one of) the question(s). Addendum to the cost-benefit analysis of adequate future power policy scenario's.

- Biedt het Europese kader voldoende **garanties** op effectieve bevoorrading in tijden van (collectieve) schaarste?
- De **risico's of andere nadelen** van deze projecten. Werden de voordelen voldoende afgewogen tegen de nadelen?
- Welke risico's veroorzaken deze projecten bijvoorbeeld voor de **lokale hoogspanningsnetten**, zolang ze nog niet zijn 'losgekoppeld'? Worden deze loskoppelkosten ook meegenomen in de kostenbatenanalyses?
 - Wat betekent verhoogde interconnectie en eenmaking voor de draaiuren en de rendabiliteit van de eigen bestaande en eventuele nieuwe **productie-installaties**? Wat betekent het verminderde producentensurplus in de praktijk? Wat zijn micro-economische implicaties?
 - Wat betekent het **verhoogde consumentensurplus** in de praktijk?
 - Wat zijn de effecten op de Europese CO₂-emissies? De tweede interconnecties met de UK en D zouden bij lage koolstofprijzen leiden tot meer CO₂-emissies⁵².

Figuur 44: Terugverdiertijden van (bepaalde) interconnecties lijken langer en onzekerder⁵³



Modelinschattingen⁵⁴ geven aan dat Nemo Link in de tussenseizoenen en in de zomer vooral gebruikt zal worden voor export naar de UK, waarvan het merendeel afkomstig van buiten België (transit) en niet van Belgische productie-installaties. In die periodes zou Nemo leiden tot een prijsstijging in België. Bij prijsspieken in de winter zou België importeren uit de UK met een afvlakking van de prijsspiek in België tot gevolg (Figuur 45). De gemiddelde prijs zou zakken met ongeveer 1€ (44,53 € tot 43,51€), maar afhankelijk van de reële klimaatomstandigheden kan de impact dus anders zijn.

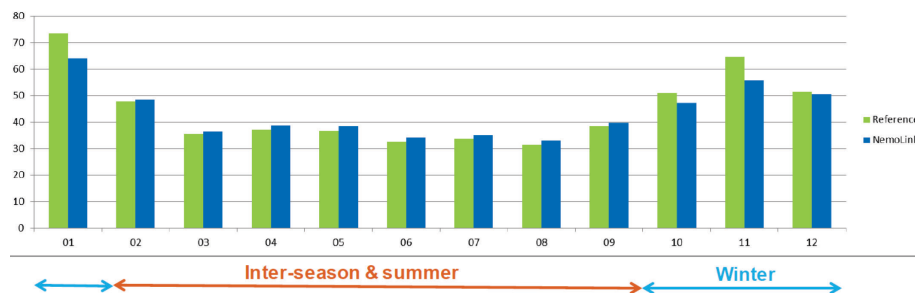
⁵² Federaal Planbureau, Devogelaer, D. (2017) Increasing interconnections: to build or not to build, that is (one of) the question(s). Addendum to the cost-benefit analysis of adequate future power policy scenario's.

⁵³ Op basis van het FOP, waarbij kosten van interconnectieprojecten werden gedeeld door 2 in de veronderstelling dat de kosten gelijk verdeeld worden tussen de buurlanden. Er werd een projectduur van 25 jaar gehanteerd waarbij gemiddelde baten werden berekend op basis van een gewogen gemiddeld van de verwachte baten (minima en maxima) vanaf 2030 (cijfers voor 2030 voor 1/5 van de duur, cijfers voor 2030 voor 1/5 van de duur en cijfers voor 2040 voor 3/5 van de duur). Er werd niet verdisconteerd en een eenvoudige terugverdiertijd berekend. Er werd verondersteld dat de veronderstelde annuïteiten constant blijven. Er werd bij de kosten een maximumscenario gerekend waarbij de onzekerheidsmarge op de kosten in de TYNDP voor de investeringskosten op de annuïteiten werd toegepast. Er wordt enkel gerekend met de sociaal-economische welvaartsanalyse. Andere baten zijn mogelijk maar werden niet in rekening gebracht in het FOP.

Voor BE-FR Lonny wordt de terugverdiertijd in sommige scenario's waarbij er geen baten zijn, rekenkundig oneindig.

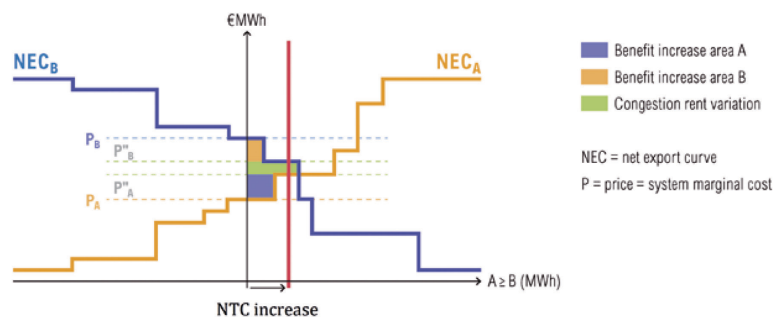
⁵⁴ [Elia](#), Nemo Link: preliminary results on impact (SPAIC) Alexandre Danthine. Werkgroep System Operation en European Market Design. 28/11/2018. Berekening op basis van 12 gemiddelde dagen.

Figuur 45: Impact van Nemo op Belgische gemiddelde prijzen⁵⁵



De 2 extra interconnecties met UK en D (Nautilus en BE-DE II) zouden het consumentensurplus in België doen toenemen (dus leiden tot minder uitgaven voor Belgische consumenten door lagere gemiddelde prijzen), terwijl het producentensurplus zou afnemen (dus minder inkomsten voor elektriciteitsproducenten door lagere prijzen en/of minder draaiuren).

Figuur 46: Baten extra transmissiecapaciteit⁵⁶



Figuur 47: Effecten van 2 interconnectieprojecten (2^{de} verbinding met UK en met D)⁵⁷

| | Gem. marginale kost | Consumentensurplus | Producentensurplus |
|--|---------------------|--------------------|--------------------|
| Coal before gas (17€/tCO ₂) | 71,1 > 70,7 €/MWh | +39 mio € | -21 mio € |
| Gas before coal (55 €/tCO ₂) | 97,1 > 96,8 €/MWh | +33 mio € | -20 mio € |

5 Kosten en baten van FOP-projecten in perspectief

Dit deel bundelt informatie over de kosten en baten van FOP-projecten en probeert die ook in perspectief te plaatsen, door ze te vergelijken met die van andere strategische investeringen, de investeringen in de buurlanden, etc.

⁵⁵ [Elia](#), Nemo Link: preliminary results on impact (SPAIC) Alexandre Danthine. Werkgroep System Operation en European Market Design. 28/11/2018. Berekening op basis van 12 gemiddelde dagen.

⁵⁶ [ENTSO-E](#)

⁵⁷ [Planbureau](#), 2017 tov een scenario zonder een tweede interconnectie met UK en D.

5.1 KBA versus maatschappelijke KBA

Figuur 48: Becijferde kosten en baten versus andere kosten en baten⁵⁸

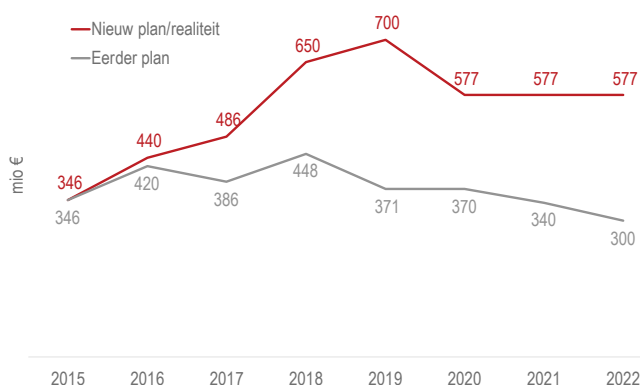


Een maatschappelijke kostenbatenanalyse houdt ook rekening houden met

- De kosten van bijkomende netverliezen
- De financieringskosten
- De impact op de rendabiliteit van de bestaande productiecapaciteit
- De opportunitetskosten
- De hinderkosten en de milieu-impact
- De (vermeden) kosten van een verminderde bevoorradingszekerheid: Deze informatie is nodig over de kosten te kunnen inschatten van uitblijvende investeringen in lokale bevoorradingszekerheid om het belang of de baten van deze investeringen te kunnen duiden.
- ...

5.2 Totale investeringen

Figuur 49: Investeringsplannen zijn recent ambitieuzer geworden⁵⁹

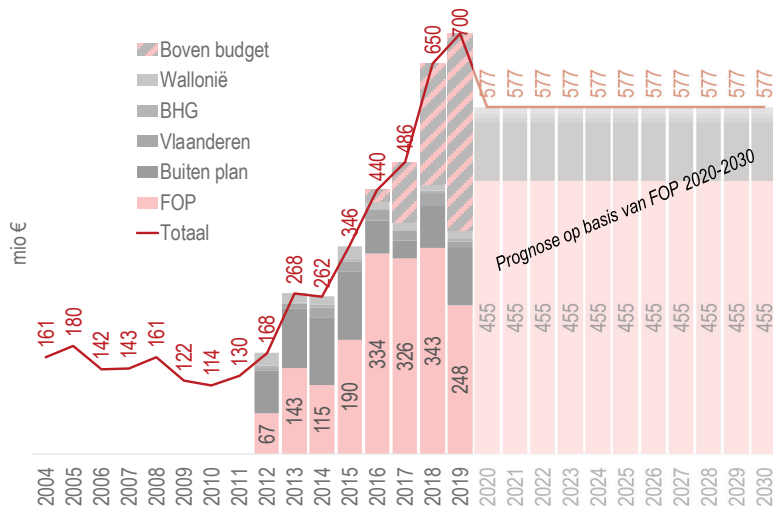


⁵⁸ De grijze elementen lijken niet meegenomen te worden. De vraag is we of alle baten van offshore hernieuwbare energie bij een MOG bv. volledig aan dat MOG toe te schrijven zijn. Meer uitleg over KBA volgens [ENTSO-E](#).

⁵⁹ Ten opzichte van vorige investeringsplannen en CREG-prognoses.

Elia stelt in het FOP 2020-2030 318 investeringsprojecten voor die een investeringsbedrag van 5 miljard euro zouden vertegenwoordigen⁶⁰. Daarmee bevestigt het plan de tendens van stijgende investeringen sedert 2012. Samengeteld met de Elia-investeringen in het kader van de gewestelijke investeringsplannen en de investeringen ‘buiten plan’ betekent dat ruw geschat een investeringsniveau van 6,3 miljard euro tussen 2020-2030.

Figuur 50: Investerings door Elia⁶¹



De investeringen zijn bijgesteld – verhoogd – ten opzichte van eerdere plannen en prognoses. Dat kwam vooral door interconnectieprojecten en Modular Offshore Grid.

⁶⁰ Het investeringsbudget van de vorige planningsperiode is onbekend. terwijl de geplande investeringen in het plan voor 2015-2025 2,3 miljard euro zouden bedragen hebben [De Tijd](#), 10 juli 2018. Lijkt te suggereren dat voor 2015-2025 2,3 miljard euro gepland zou zijn. [Andere bron](#) lijkt aan te geven dat het 2,3 miljard het budget was voor 2020-2025. Elia geeft aan dat 2,3 miljard het budget was voor 2018-2022.

⁶¹ Op basis van data [CREG](#) (2011) en [CREG](#) (2015) en Elia, jaarverslagen, financiële verslagen, presentaties, persberichten, ... Voor prognoses werden voor investeringen buiten het FOP de laatst beschikbare data constant gehouden. ‘Boven budget’ zijn investeringen die niet hoger waren dan de budgetten.

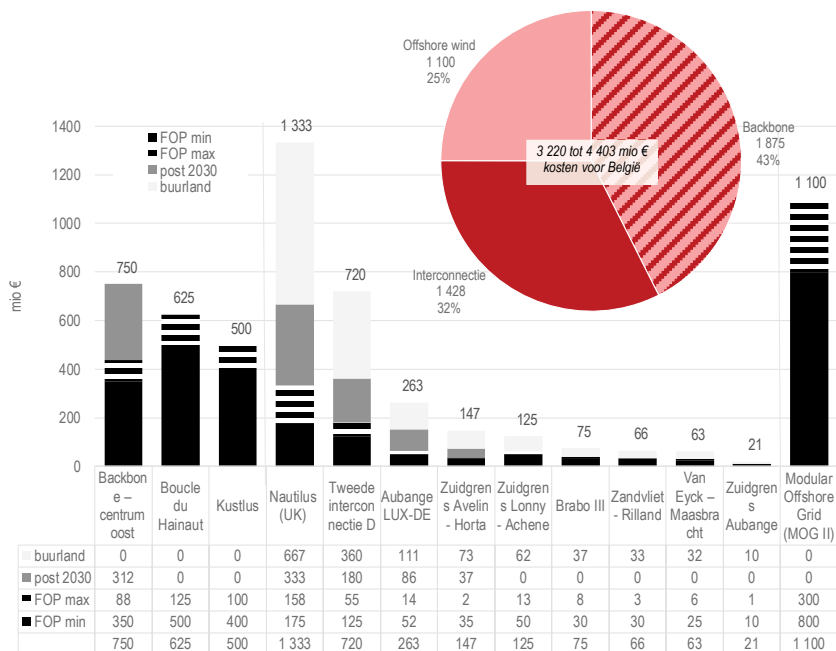
[L'Echo](#), Elia prévoit d'investir 5 milliards en dix ans dans le réseau à haute tension belge. 10 juillet 2018

Figuur 51: Investerings Elia: cijfertabel

| | in mio | | | | | | | % | | | | | | |
|------|--------|-------------|----|-----|-----|--------------|--------|-----|-------------|----|-----|-----|--------------|--------|
| | FOP | Buiten plan | VL | BHG | WAL | Boven budget | Totaal | FOP | Buiten plan | VL | BHG | WAL | Boven budget | Totaal |
| 2004 | 43 | | | | | | 161 | 27% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2005 | 43 | | | | | | 180 | 24% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2006 | 43 | | | | | | 142 | 30% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2007 | | | | | | | 143 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2008 | | | | | | | 161 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2009 | | | | | | | 122 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2010 | | | | | | | 114 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2011 | | | | | | | 130 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| 2012 | 67 | 71 | 4 | 5 | 21 | | 168 | 40% | 42% | 2% | 3% | 12% | 0% | 100% |
| 2013 | 143 | 99 | 8 | 2 | 16 | | 268 | 53% | 37% | 3% | 1% | 6% | 0% | 100% |
| 2014 | 115 | 113 | 16 | 5 | 13 | | 262 | 44% | 43% | 6% | 2% | 5% | 0% | 100% |
| 2015 | 190 | 114 | 16 | 3 | 23 | | 346 | 55% | 33% | 5% | 1% | 7% | 0% | 100% |
| 2016 | 334 | 54 | 18 | 2 | 12 | 20 | 440 | 76% | 12% | 4% | 0% | 3% | 5% | 100% |
| 2017 | 326 | 29 | 17 | 1 | 14 | 100 | 486 | 67% | 6% | 3% | 0% | 3% | 21% | 100% |
| 2018 | 343 | 70 | 21 | 4 | 10 | 202 | 650 | 53% | 11% | 3% | 1% | 2% | 31% | 100% |
| 2019 | 248 | 96 | 9 | 6 | 12 | 329 | 700 | 35% | 14% | 1% | 1% | 2% | 47% | 100% |
| 2020 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2021 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2022 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2023 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2024 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2025 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2026 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2027 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2028 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2029 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |
| 2030 | 455 | 96 | 9 | 6 | 12 | | 577 | 79% | 17% | 2% | 1% | 2% | 0% | 100% |

5.3 Investerings per project

Figuur 52: De te beslissen TYNDP-projecten kosten ongeveer 3 tot 4 miljard euro



| Studie | Gepland | beslist | in uitvoering | gerealiseerd |
|--------|---------|---------|---------------|--------------|
|--------|---------|---------|---------------|--------------|

Figuur 53: Kosten per project⁶²

| (mio €) | TYNDP | FOP 2030 ⁶³ | | Tot 2030 | Na 2030 | Totaal België | | Totaal | |
|------------------------------------|-------|------------------------|------|----------|---------|---------------|------|--------------------------|------|
| | | min | max | | | Min (gem) | max | Min (gem) | max |
| Belgisch hoogspanningsnet | | | | | | | | | |
| Backbone | | 1500 | | | | | | 1100 | |
| Backbone – centrum oost | 252 | 350 | 438 | | 250 | 600 | 750 | 600 | 750 |
| Stevin | | | | | | 340 | | 340 | |
| Mercator-Horta | | | | | | | | | |
| Boucle du Hainaut: Avelgem-Centrum | 340 | 500 | 625 | | 0 | 500 | 625 | 500 | 625 |
| Kustlus: Stevin-Avelgem | 329 | 400 | 500 | | 0 | 400 | 500 | 400 | 500 |
| Aubange LUX-DE | 40 | 52 | 66 | 105 | 105 | 105 | 152 | 210 | 263 |
| Brabo | | | | | | | | | |
| Brabo II | 297 | | | | 0 | 45 | 57 | 90 | 113 |
| Brabo III | 297 | 30 | 38 | 60-75 | 0 | 30 | 38 | 60 ⁶⁴ | 75 |
| Van Eyck – Maasbracht | 377 | 25 | 31 | 50-63 | 0 | 25 | 31 | 50 | 63 |
| Zandvliet - Rilland | 262 | 30 | 33 | 60-66 | 0 | 30 | 33 | 60 | 66 |
| Alegro (D) | | | | ? | 0 | | | 560 | 593 |
| Tweede interconnectie D | 225 | 125 | 180 | 250? | 250? | 250 | 360 | 500 (600) ⁶⁵ | 720 |
| Zuidgrens Aubange | 173 | 10 | 11 | 20-21 | 0 | 10 | 11 | 20 | 21 |
| Zuidgrens Avelin - Horta | 23 | 35 | 37 | 70? | 0 | 70 | 74 | 140 (160) ⁶⁶ | 147 |
| Zuidgrens Lonny - Achene | 280 | 50 | 63 | 100-125 | 0 | 50 | 63 | 100 | 125 |
| Nemo (UK) | | | | | | | | 650 | |
| Nautilus (UK) | 121 | 175? | 333 | 350-666 | 350-666 | 350 | 666 | 700 (1000) ⁶⁷ | 1333 |
| Modular Offshore Grid (MOG I) | | | | | | | | 400 | |
| Modular Offshore Grid (MOG II) | 120 | 800 | 1100 | 1100 | 0 | 800 | 1100 | 800 | 1100 |

⁶² [TYNDP](#).

⁶³ 50% verondersteld als aandeel van België in de kosten van interconnectieprojecten

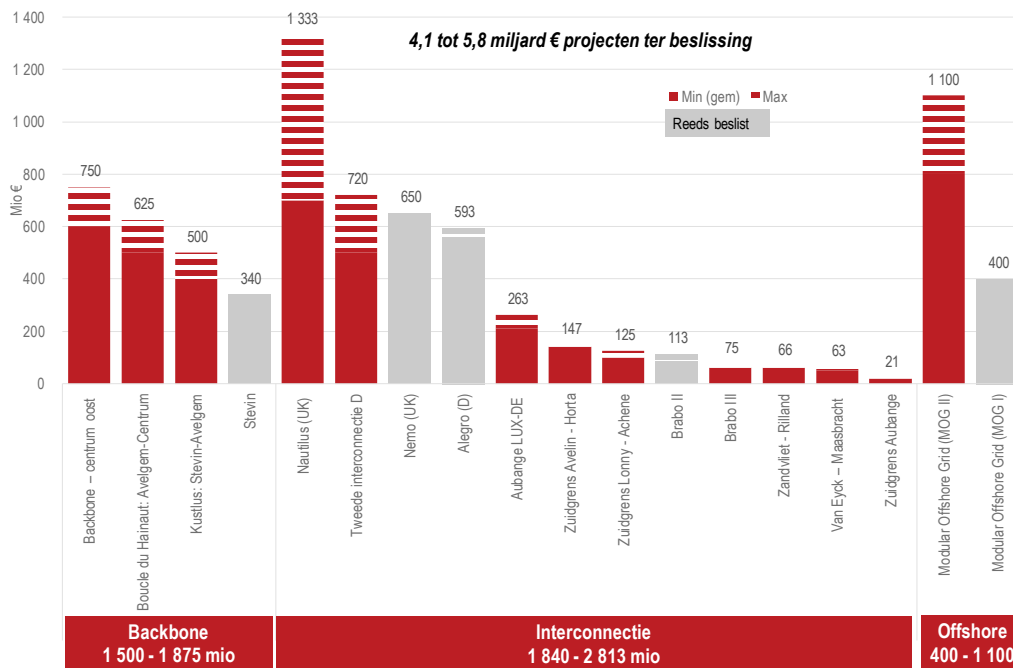
⁶⁴ Cijfers lijken lagen in vergelijking met cijfers in FOP van 300 mio € voor Brabo II en III samen met Zandvliet-Rilland

⁶⁵ FOP vermeldt 600 mio

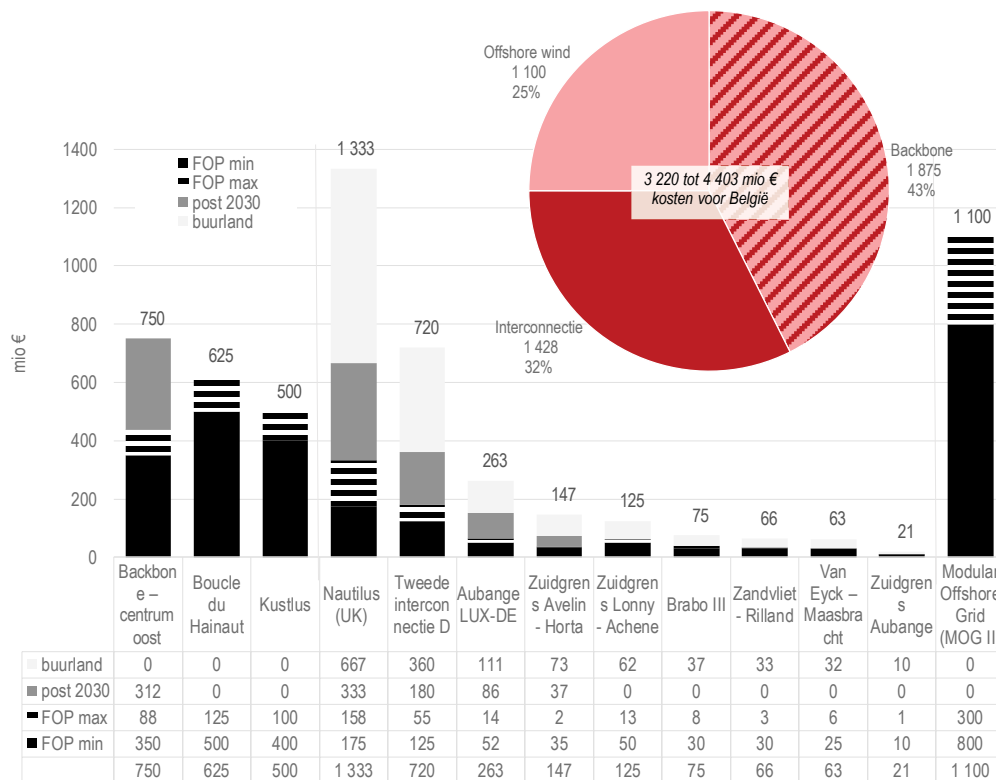
⁶⁶ FOP vermeldt 160 mio (blz. 112).

⁶⁷ FOP vermeldt 1000 mio.

Figuur 54: Via FOP te beslissen projecten betreffen investering van 4 tot 6 miljard €



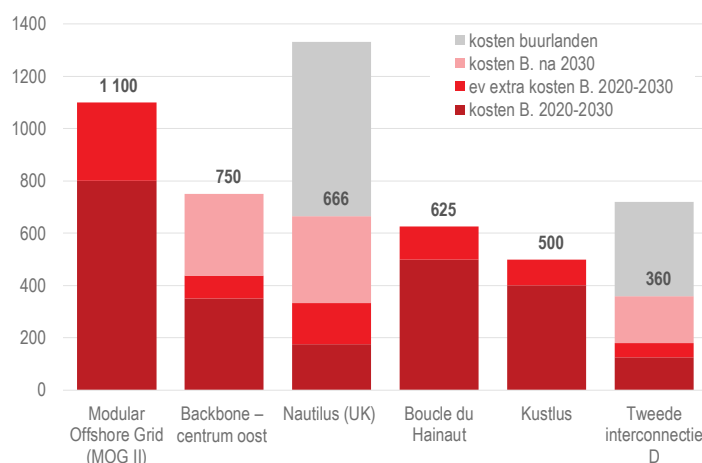
Figuur 55: De te beslissen TYNDP-projecten zouden België 3 tot 4 miljard euro kosten



Ongeveer 80% van de nu te beslissen TYNDP-projectkosten voor België zal vermoeden tussen 2020 en 2030 gemaakt worden⁶⁸.

Op basis van deze beschikbare informatie lijken de FOP-projecten met de grootste financiële implicaties voor België ook na 2030 in volgorde van belang: MOG II, een 2^{de} offshore platform voor een 2^{de} ontwikkelzone voor offshore wind (800-1100 mio €), Backbone – centrum Oost (600-750 mio), Nautilus, de 2^{de} interconnectie met UK (350-666 mio), Boucle du Hainaut, een nieuwe corridor van Avelgem naar het centrum (500-625 mio), de Kustlus, een nieuwe corridor van Stevin naar Avelgem (400-500 mio) en een 2de interconnectie met Duitsland (250-360 mio)⁶⁹.

Figuur 56: Omvangrijkste investeringsprojecten van het FOP 2020-2030



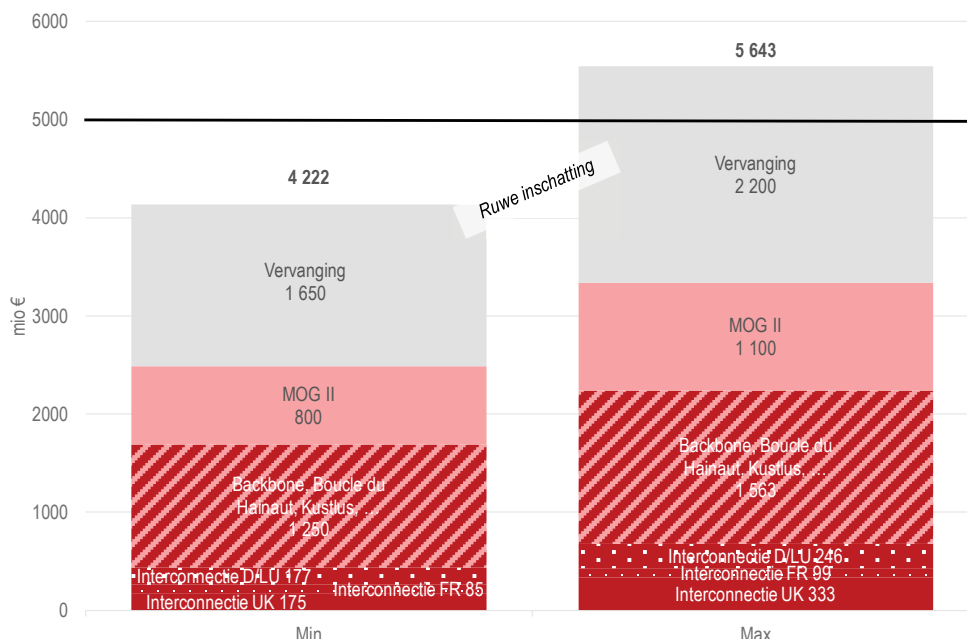
Het is onduidelijk hoeveel onzekerheid er rust op de totale kosteninschatting van 5 miljard euro. Er zijn indicaties dat de kosten van het FOP wel eens zouden kunnen oplopen tot meer dan 5 miljard euro. Op basis van indicatieve cijfers uit andere bronnen over de kosten van de belangrijkste projecten (TYNDP), werden de kosten van het FOP ruw berekend, rekening houdend met een constant niveau van kosten voor vervangingsinvesteringen⁷⁰.

⁶⁸ Wegens gebrek aan data over precieze investeringskosten per jaar, werd voor projecten die tot na 2030 zullen duren, verondersteld dat 50% wordt gerealiseerd tot en met 2030, en de rest erna.

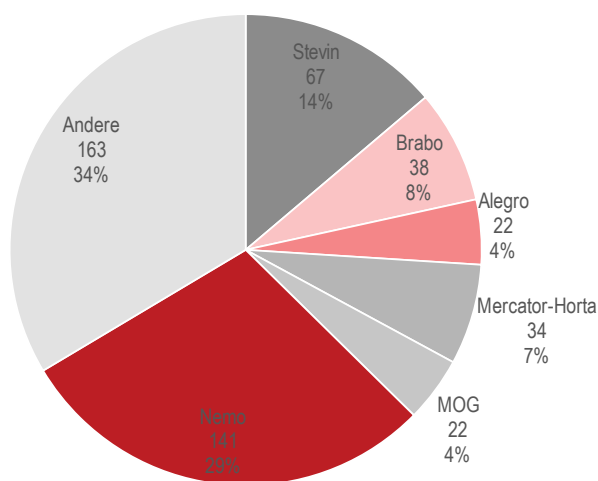
⁶⁹ De maximale kosteninschattingen uit het TYNDP werden gebruikt. FOP min zijn de minimale inschatting van de kosten van het project voor België tijdens de looptijd van het FOP. FOP max is de maximale inschatting van de kosten van het project tijdens de looptijd van het FOP. 'Post 2030' geeft de kosten voor België na 2030. 'Buurland' geeft de kosten van het project die vermoedelijk gedragen zullen worden door de buurlanden. Er werd verondersteld dat voor interconnectieprojecten de kosten tussen de buurlanden 50/50 worden verdeeld

⁷⁰ Tussen 2018 en 2022 zouden onderhoudsinvesteringen schommelen tussen 155 en 250 mio euro per jaar. Hier werd gerekend met 150 tot 200 mio € per jaar gedurende 11 jaar.

Figuur 57: Kosten FOP kunnen oplopen tot meer dan 5 miljard euro?



Figuur 58: Investerings Elia in 2017



5.4 Spreiding per jaar en per spanningsniveau

Het FOP geeft nu geen informatie over de spreiding van de verwachte kosten en baten van FOP-projecten over

- De **jaren**. Deze informatie is nodig om in te schatten of de kosten goed gespreid zijn over de tijd, gezien het belang voor de (kosten van de) financierbaarheid van investeringen en voor de doorrekening ervan in de tarieven.
- De **spanningsniveaus**. De verdeling van de investeringskosten over de spanningsniveaus blijft onduidelijk. De zeer hoge spanningsnetten tellen minder investeringsprojecten, maar wellicht duurdere projecten dan de projecten op de gewone hoogspanningsnetten.

5.5 Gevoeligheid voor beleidskeuzes en andere parameters



De transmissiekosten in de toekomst zullen samenhangen met de beleidsbeslissingen rond de energiemix, de elektriciteitsvraag, de locatie van vraag- en aanbod, de planologische vereisten, de mogelijkheden van vraag- en aanbodsturing, de kosten voor de uitbouw van infrastructuur (transactiekosten: vergunningen, procedurekosten, ...)... Informatie ontbreekt nu over hoe beleid de netinvesteringskosten kan beïnvloeden (Figuur 59).

Figuur 59: Voorbeelden van nog niet berekende impact op netinvesteringskosten

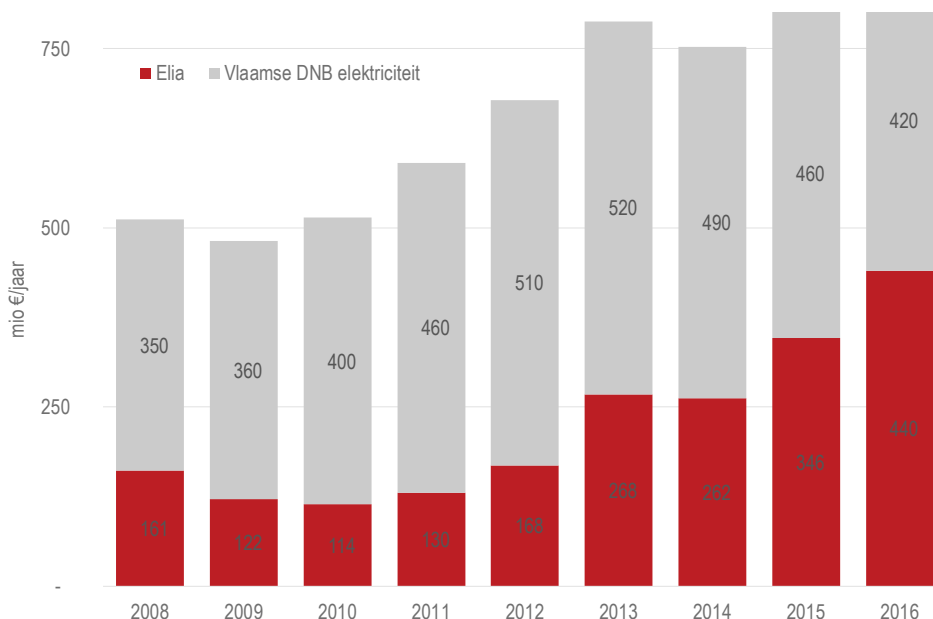
- Een andere verhouding groene stroom/ groene warmte en biobrandstoffen.
- Een andere groene stroommix, met eventueel een andere locatie van groene stroom of een andere verhouding tussen kleinschalige of grootschalige hernieuwbare energie. Grootschalige hernieuwbare energieproductie of hernieuwbare energieproductie die ver verwijderd is van de vraag kan immers de transportbehoefte doen toenemen, terwijl een HE-uitrol die gebaseerd is op decentrale HE-opwekking en dicht bij de vraag blijft vooral investeringen in de distributienetten vergt.
- Specifieke grootschalige projecten, bv. een tweede golf offshore windontwikkeling. Die informatie is van belang bij de vaststelling van de hernieuwbare energiestrategie, de ambities, de afweging tussen onshore en offshore wind (bv. afweging tov. NIMBY), etc.
- De niet-beslissing. Ook niet-beslissen waarbij de netten moeten klaar zijn voor elk scenario, heeft een impact op netinvesteringskosten.
- Keuzes in andere domeinen. Wat zouden netinvesteringskosten zijn bij versterkte focus op elektrisch spoorvervoer, versterkte elektrificering van industriële activiteiten of een aangepast profiel van het verbruik van grote vragers door investeringen in flexibiliteit?

Ook voor andere parameters (of externe 'schuivers') is het onduidelijk hoe ze de omvang van de netinvesteringsbehoeften kunnen beïnvloeden. Sensitiviteitsanalyses kunnen aangeven hoe gevoelig de netinvesteringsbehoeften zijn voor de impact van externe 'schuivers' waarop het beleid geen of slechts indirect een impact kan hebben: bv. de beleidskeuzes op Europees niveau of in de buurlanden, de energie- en CO₂-prijzen, de uitrol van warmtepompen en elektrisch vervoer, ... Wat is de impact van de diverse parameters afzonderlijk? De geformuleerde behoeften zijn nu het resultaat van onzekere modelleringen van de vraag en het aanbod, de markt, de netwerken, die allen onderhevig zijn aan onzekerheden (beleid hier en elders, weer, ...) voor scenario's met combinaties van parameters. Die gehanteerde scenario's laten onvoldoende toe om de impact van individuele parameters toe te lichten.

5.6 Tov andere strategische investeringen

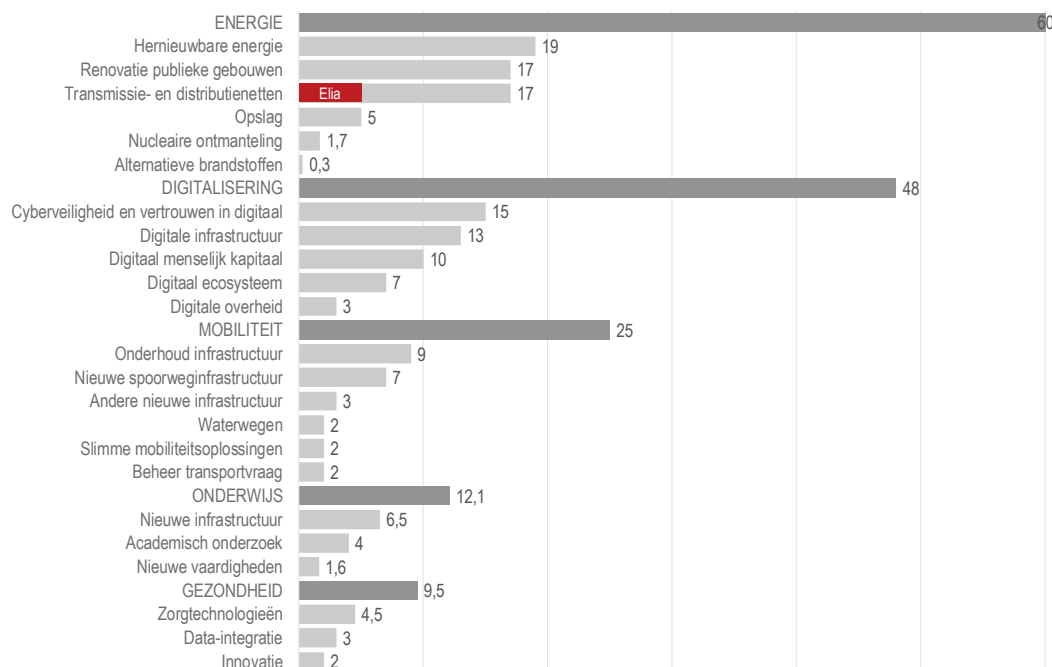
De investeringen van Elia in de Belgische hoogspanningsnetten, interconnecties en offshore zijn ongeveer even hoog als de investeringen in de Vlaamse elektriciteitsdistributienetten. Fluvius zou in 2017 681 mio € geïnvesteerd hebben in elektriciteits- en aardgasnetten samen.

Figuur 60: Elia-investeringen vergeleken met Vlaamse DNB-investeringen elektriciteit



Elia-investeringsplannen zouden in de toekomst 3% innemen van de totale strategische investeringen en 8% van de totale strategische investeringen inzake energie. Het is onduidelijk wat de investeringsprognoses bij de distributienetten zijn.

Figuur 61: Elia-investeringen tov overige strategische investeringen (2019-2030)⁷¹



⁷¹ (mld € 2019-2030 in België) Nationaal Pact voor [strategische investeringen](#): in miljard € 2019-2030
Elicijfers voor 2020-2030

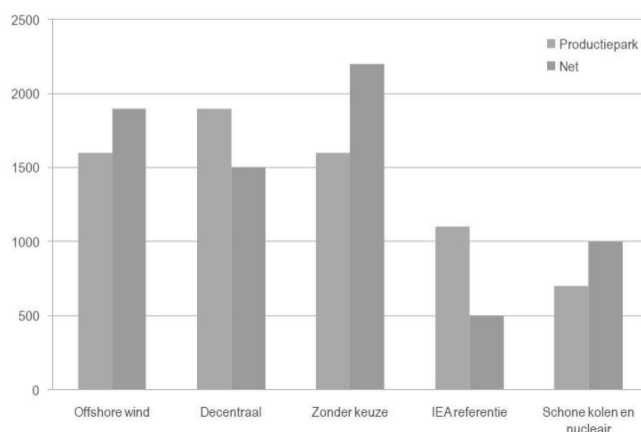
5.7 Tov investeringen in buurlanden

Het is onduidelijk hoe het FOP-voorstel zich verhoudt tot de geplande investeringen in andere landen en in het bijzonder bij de buurlanden. De geplande investeringen (5 miljard voor tien jaar) lijken hoog in verhouding tot geplande investeringen in bv. Nederland (6 miljard)⁷². Een internationale kostenbenchmark zou terzake interessant zijn.

5.8 Tov alternatieven

Figuur 62: Netkosten lopen hoger op als er niet gekozen wordt⁷³

Investeringen in Europees elektriciteitsproductiepark en netten in diverse scenario's (in mld €, 2005/07-2030)⁴⁶⁸



⁷² Tennet, 575 mio euro per jaar

⁷³ SERV, Mineraad (2011) Advies hernieuwbare energie.

Bibliografie

Algemene Directie Energie van FOD Economie en het Federaal Planbureau. Studie over de [perspectieven van elektriciteitsbevoorrading](#) tegen 2030. Januari 2015

Arcadis, Strategische [milieubeoordeling](#) federaal ontwikkelingsplan Elia. 17 september 2018/

[CREG](#), Beslissing (B)111124-CDC-658E/18 betreffende ‘tariefvoorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR voor de regulatoire periode 2012 - 2015’. 24 november 2011.

[CREG](#), Beslissing (B)151203-CDC-658E/36 over “de vraag tot goedkeuring van het Aangepast tariefvoorstel voor de regulatoire periode 2016 -2019 ingediend door de NV Elia System Operator”. 3 december 2015

[CREG](#), Studie over het ontwikkelingsplan van de N.V. ELIA SYSTEM OPERATOR. 2004

[CREG](#), Advies over het ‘ontwerp van ontwikkelingsplan 2020-2030 van de N.V. ELIA System Operator’ 12 juli 2018

[CREG](#), Advies over het ‘ontwerp van ontwikkelingsplan 2010-2020 van de N.V. ELIA SYSTEM OPERATOR’ 14 oktober 2010

[CREG](#), Advies over het ontwerp van ontwikkelingsplan 2015-2025 van de NV ELIA SYSTEM OPERATOR, 3 februari 2015

[CREG](#) (2017) Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market - monitoring report 2016.

Elia, Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet 2020-2030. [Voorlopige versie](#) 15/10/2018

[Elia](#), Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet 2015-2025.

[Elia](#), Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet 2010-2020

[Elia](#), Federaal Ontwikkelingsplan 2005-2012

[Elia](#), Federaal Ontwikkelingsplan van het transmissienet 2003-2010

[Elia](#), presentatie (2018): At the heart of the European electricity grid.

Elia, [Jaarverslag 2017](#)

ENTSO-E, [website](#)

ENTSO-E, Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014. [2015](#).

ENTSO-E, Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014. [2017](#).

[Europese Commissie](#) (2017) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and social committee and the committee of the regions.

Communication on strengthening Europe's energy networks

[Federaal Planbureau](#), Devogelaer, D. (2017) Increasing interconnections: to build or not to build, that is (one of) the question(s). Addendum to the cost-benefit analysis of adequate future power policy scenarios

[Nationaal Pact voor Strategische Investeringsen](#). Verslag van het Strategisch Comité. September 2018.

Flickr: Roely, Zon-en-energie (2009); Wim Hoppenbrouwers (2018) Hoogspanningsmast Maarn 3D.

ENTSO-E (2018) [TYNDP](#) Executive summary

ENTSO-E (2018) TYNDP [Scenario Report](#). En Annex I ([country results](#))

SERV (2011) [Rapport hernieuwbare energie](#).

SERV (2011) [Advies hernieuwbare energie](#).

[Tennet](#), Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2017. Deel II: Investerings Net op Land 2018 - 2027

Iconen van Noun Project⁷⁴

Google maps: Beeld [Herentals](#)

⁷⁴ decision by Rose Alice Design, Mixer by Atif Arshad, benefit by Constantin Galaktionov, impact by Nithinan Tatah, Power Lines by Nikita Kozin, 3D Glasses by tracy tam, Network by Symbolon; engineers by Milinda Courey; Room Service by Alexander Skowalsky; logic by Arthur Shlain; Hammer by Eugene Ghanizadeh Khoub; Back Pain by Matt Wasser; belgium by anbilero adaleru; Windmill by Luis Prado; Transformer by ProSymbols; Power Protection by Marek Polakovic; table row by Deemak Daksina; Bottle by Sarah; remove from cart by Creative Stall; balance by Mani Cheng; package delivery by Gyorgy Hunor-Arpad; budget by Ed Harrison; long term vision by sachin modgekar; funds by Gregor Cresnar; Trends Analysis by Vectors Market; impact by Nithinan Tatah; 3D Glasses by Studio Fibonacci; Mosquito by Cristiano Zoucas; Electrical cable by Olena Panasovska; Task Schedule by www.yugudesign.com

Lijst met figuren

| | |
|--|----|
| Figuur 1: Het FOP gaat over investeringen in de transmissienetten van Elia..... | 5 |
| Figuur 2: Planning opmaak FOP | 6 |
| Figuur 3: Opmaak FOP – methodologie | 6 |
| Figuur 4: Vragen inzake het beslissingsproces over het FOP..... | 7 |
| Figuur 5: Vragen inzake wettelijke voorwaarden voor (ontwerp)plannen | 8 |
| Figuur 6: Keuzes van Elia zijn niet noodzakelijk maatschappelijk optimaal..... | 8 |
| Figuur 7: Vragen inzake het bredere (financieel) klimaat voor bijkomende investeringen | 9 |
| Figuur 8: Regulatorisch kader voor TSO's | 9 |
| Figuur 9: Structuur van Elia | 10 |
| Figuur 10: Ondergrondse leidingen zijn vooral aanwezig bij 36 kV en mindere mate bij 150kV | 11 |
| Figuur 11: Een toenemend aandeel netinvesteringen zijn ondergronds..... | 11 |
| Figuur 12: Energiebalans | 12 |
| Figuur 13: Interconnectiecapaciteit België | 12 |
| Figuur 14: België voldoet nu al aan 2030-interconnectienormen | 13 |
| Figuur 15: Prijsverschillen met buurlanden (2012-2016, €/MWh)..... | 14 |
| Figuur 16: Prijsconvergentie met de buurlanden €/MWh | 14 |
| Figuur 17: Prijsverschillen met buurlanden..... | 15 |
| Figuur 18: Opbrengsten voor Elia | 16 |
| Figuur 19: Aandeel van transmissienettarief in gemiddelde elektriciteitsfactuur huishoudens... | 16 |
| Figuur 20: Internationale vergelijking transmissienettarieven..... | 17 |
| Figuur 21: Evolutie netkosten | 17 |
| Figuur 22: Aandeel van transmissienettarieven aangerekend aan producenten (G)..... | 18 |
| Figuur 23: Indeling in projecttypes | 19 |
| Figuur 24: Kosten-baten-gegevens voor FOP-projecten..... | 19 |
| Figuur 25: Voor 48% van 5 miljard FOP-investeringen 2020-2030 zijn gegevens onbekend | 19 |
| Figuur 26: Terminologie kan verwarrend zijn | 20 |
| Figuur 27: Het merendeel van de projecten in het plan zijn nog niet beslist..... | 20 |
| Figuur 28: Status van projecten in FOP 2020-2030 | 20 |
| Figuur 29: Status van interconnectieprojecten | 21 |
| Figuur 30: FOP onderscheidt bij 380 kV-net geplande en conditioneel/informatieve projecten . | 21 |
| Figuur 31: Projecten tot 2025, 380 kV, gelanceerd in vorig FOP | 21 |

| | |
|---|----|
| Figuur 32: Projecten vanaf 2025, 380 kV..... | 22 |
| Figuur 33: Overzicht beslisstatus van 48 380 kV-, interconnectie- en offshoreprojecten..... | 23 |
| Figuur 34: Overzicht beslisstatus en timing van 380 kV-, interconnectie- en offshoreprojecten | 24 |
| Figuur 35: Wat is er nieuw in het FOP 2020-2030 tov FOP 2015-2025? | 24 |
| Figuur 36: Vragen bij het statuut van de projecten..... | 26 |
| Figuur 37: Vermoedelijke voorwaarden voor de conditionele projecten | 27 |
| Figuur 38: Wat is nieuw in FOP voor 380 kV-, interconnectie- & offshoreprojecten? | 27 |
| Figuur 39: Aandelen vermelde drijfveren van projecten | 28 |
| Figuur 40: Drivers van projecten in FOP 2020-2030 | 28 |
| Figuur 41: Spreiding van drivers naar gelang kosten van FOP-projecten (ruwe inschatting) | 29 |
| Figuur 42: Drivers van het huidige investeringsplan | 30 |
| Figuur 43: Vragen bij bijkomende interconnectieprojecten en bijhorende projecten..... | 30 |
| Figuur 44: Terugverdientijden van (bepaalde) interconnecties lijken langer en onzekerder | 32 |
| Figuur 45: Impact van Nemo op Belgische gemiddelde prijzen..... | 33 |
| Figuur 46: Baten extra transmissiecapaciteit | 33 |
| Figuur 47: Effecten van 2 interconnectieprojecten (2 ^{de} verbinding met UK en met D)..... | 33 |
| Figuur 48: Becijferde kosten en baten versus andere kosten en baten..... | 34 |
| Figuur 49: Investeringsplannen zijn recent ambitieuzer geworden..... | 34 |
| Figuur 50: Investeringsplannen door Elia | 35 |
| Figuur 51: Investeringsplannen Elia: cijfertabel..... | 36 |
| Figuur 52: De te beslissen TYNDP-projecten kosten ongeveer 3 tot 4 miljard euro | 36 |
| Figuur 53: Kosten per project | 37 |
| Figuur 54: Via FOP te beslissen projecten betreffen investering van 4 tot 6 miljard €..... | 38 |
| Figuur 55: De te beslissen TYNDP-projecten zouden België 3 tot 4 miljard euro kosten | 38 |
| Figuur 56: Omvangrijkste investeringsprojecten van het FOP 2020-2030 | 39 |
| Figuur 57: Kosten FOP kunnen oplopen tot meer dan 5 miljard euro?..... | 40 |
| Figuur 58: Investeringsplannen Elia in 2017 | 40 |
| Figuur 59: Voorbeelden van nog niet berekende impact op netinvesteringskosten..... | 41 |
| Figuur 60: Elia-investeringsplannen vergeleken met Vlaamse DNB-investeringsplannen elektriciteit..... | 42 |
| Figuur 61: Elia-investeringsplannen tov overige strategische investeringen (2019-2030)..... | 42 |
| Figuur 62: Netkosten lopen hoger op als er niet gekozen wordt | 43 |