



Investeringsplan Vlaams Gewest

Horizon 2025 – 2035



29 april 2026 | versie voor goedkeuring

Inhoud

1. EXECUTIVE SUMMARY	7
2. CONTEXT	15
2.1 Wettelijk kader	16
2.1.1 Elia Transmission Belgium	16
2.1.2 De vrijgemaakte Europese elektriciteitsmarkt en de rol van de beheerder van het plaatselijk vervoernet	16
2.1.3 Opstellen van een indicatief investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet voor elektriciteit	23
2.1.4 Beslissing VNR 29/01/2026 en acties Elia	28
2.2 De Energietransitie: betaalbare en betrouwbare klimaatneutraliteit richting 2050	29
2.2.1 Klimaatverandering is een wereldwijde uitdaging	32
2.2.2 Technologie in de Energietransitie	34
2.3 Drijfveren van de netontwikkeling	37
2.3.1 Europese ontwikkeling en bevoorradingszekerheid	38
2.3.2 Duurzaamheid	38
2.3.3 Klanten en distributienetbeheerders	39
2.3.4 Betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening	40
2.3.5 Functionele en technologische conformiteit	43
2.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net	45
2.4.1 Scenario's als mogelijke toekomst van het energiesysteem	45
2.4.2 Behoeftendetectie	46
2.4.3 Uitwerking van de oplossingen	51
2.4.4 Dynamische programmering van de investeringen	55
2.5 Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia	57
2.5.1 Tegengaan van klimaatverandering	57
2.5.2 Een weer- en klimaatbestendig net	62
2.5.3 Maatschappelijk draagvlak voor infrastructuur	66
2.5.4 Milieuzorg	69
3. IDENTIFICATIE VAN SYSTEEMBEHOEFTE	73
3.1 Introductie	74
3.2 Elektrische voertuigen, warmtepompen en integratie van gedecentraliseerde hernieuwbare energie	74
3.2.1 Hypothesen	75
3.2.2 Effect op het transformatievermogen naar middenspanning en op het bovenliggend net	80
3.2.3 Afstemming met de distributienetbeheerder in het kader van de behoeftendetectie	81
3.2.4 Resultaten	83

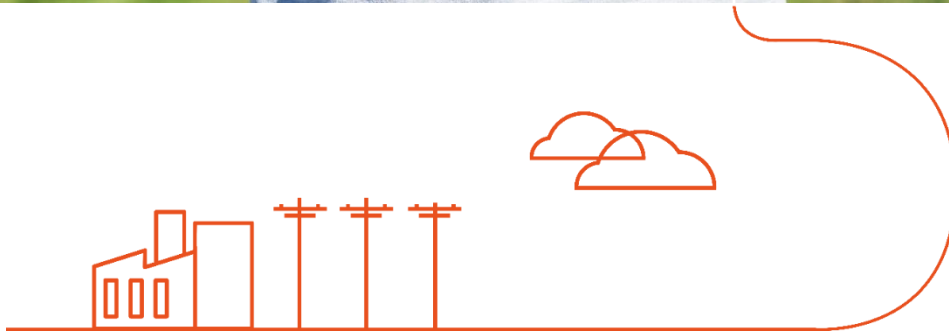
3.3	Vervangingsnoden	87
3.3.1	Beveiligingsuitrustingen	87
3.3.2	Hoogspanningsmateriaal	88
3.3.3	Uitrustingen ondergrondse kabels	89
3.3.4	Door Elia ontwikkelde optimalisatiemethodes voor het vervangingsbeheer	89
4.	PLAATSELIJK VERVOERNET VLAAMS GEWEST	91
4.1	Huidige situatie op het plaatselijke vervoernet	92
4.1.1	Sterk gestegen vraag naar meer onthaalcapaciteit	92
4.1.2	Het integreren van decentrale productie	93
4.1.3	Lange doorlooptijden voor netversterking door schaarste in de toeleveringsketen	94
4.1.4	Bestaande infrastructuur op het plaatselijk vervoernet en haar evolutie.....	95
4.2	Algemene visie op de ontwikkeling van regionale netten	97
4.2.1	Maximale benutting van bestaande infrastructuur	97
4.2.2	Evolutie naar hogere spanningsniveaus	98
4.2.3	Instrumenten voor een proactieve aanpak	99
4.2.4	Behoefte aan bijkomende transformatiecapaciteit naar middenspanning ten gevolge van een toename van de afname in het middenspanningsnet	100
4.3	Actieplannen rond congestiebeheer als mitigatiemaatregel	102
4.4	Flexibiliteit in het kader van congestiebeheer	104
4.4.1	Faciliteren van een snellere aansluiting van nieuwe netgebruikers	104
4.4.2	Het vermijden (of uitstellen) van netversterkingen	105
4.5	Beleid op het vlak van energie-efficiëntie	114
4.5.1	Wettelijke context.....	114
4.5.2	Opvolging van de energie-efficiëntie maatregelen	115
5.	OVERZICHT VAN DE INVESTERINGEN	123
5.1	Overzicht van de gerealiseerde investeringen	125
	Overzicht gerealiseerde investeringen.....	126
5.2	Overzicht van de investeringen	130
	Overzicht Investerings 2025 – 2028	132
	Overzicht Investerings 2029 – 2035	139
6.	TOELICHTING BIJ DE INVESTERINGEN	157
6.1	Verlaten post te Degussa	158
6.2	Plaatsing nieuwe 36/11 kV-transformator en vervanging bestaande te Marly	158
6.3	Installatie van een nieuwe transformator 150/70 kV in Herentals gevoed vanuit Heze .	158
6.4	Vervanging van een transformator 36/11 kV 12 MVA door een transformator 18,75 MVA te Stene	158

6.5	Vervangen cabine 15 kV te Tabaksvest	159
6.6	Vervanging van hoog- en laagspanningsuitrusting te Ketenisse	159
6.7	Vervanging van het 36 kV-onderstation en twee transformatoren 150/36 kV in Zeebrugge en oprichting van de nieuwe site 150/36 kV Zeebrugge Zeesluis	159
6.8	Herstructurering 36 kV te Lillo	160
6.9	Herstructurering van het 36 kV-net tussen Zele en Flora, en vervangingswerken in Sint-Amandsberg, Bavegem, Wetteren en Ham	161
6.10	Kabelverplaatsingen R4 Gent te Kennedylaan - Zelzate Rostijne	162
6.11	Versterking van de voeding in Ravels	162
6.12	Vervanging van het onderstation 70 kV van Sint-Job	162
6.13	Vervanging MS-cabine te Hoeilaart	163
6.14	Afbraak onderstation 70 kV en versterking onderstation 150 kV te Heist-op-den-Berg	163
6.15	Afbraak van de 70 kV-lijn tussen Baasrode en Malderen	163
6.16	Verlaten mobiel onderstation 70 kV en vervanging bestaande middenspanningscabine 2 te Moeskroen	163
6.17	Kabelverplaatsing 70 kV tussen Schelle en Wilrijk	164
6.18	Herstructurering 70 kV net rond Beringen	164
6.19	Uitbreiding onderstation 36 kV te Hoogstraten	164
6.20	Nieuwe middenspanningscabine te 7 ^{de} Havendok	164
6.21	Vervangingen in het onderstation Langerlo	165
6.22	Vervangen transformatoren 150/70 en verlaten onderstation 70 kV te Stalen	165
6.23	Het net in de haven van Gent	165
6.24	Afbraak onderstation 36 kV te Zwijnaarde	166
6.25	Vernieuwen laagspanning Lokeren Vijgenstraat	167
6.26	Herstructurering van de voeding van Sint-Niklaas en Hamme, en afbraak 70 kV lijn Temse	167
6.27	Vervanging 70 kV onderstation door 150 kV onderstation te Wortegem	167
6.28	Vervanging van het onderstation 70 kV en de transformator 150/70 kV van Aalst	168

6.29	Vervanging van het onderstation Baasrode en herstructurering van het omliggende net 70 kV	168
6.30	Nieuw gebouw en uitbreiding 30 kV in Beveren-Waas	169
6.31	Herstructurering in het deelnet Drongen – Sint-Denijs-Westrem – Sint-Martens-Latem	169
6.32	Plaatsing 36 kV-velden voor aansluiting 36 kV-distributienet te Langerbrugge	170
6.33	Mastherstelling te Lier	170
6.34	Vervanging van de middenspanningscabine en een transformator te Waarschoot.....	170
6.35	Vervanging van het volledige 70 kV-onderstation en vervanging van de bestaande middenspanningscabine 1 te Oudenaarde	170
6.36	Versterking van de voeding van Eizeringen.....	171
6.37	Versterking en herstructurering van de voeding van de regio Leuven	171
6.38	Tweede 150 kV-injectie naar de middenspanning in Kobbegem	172
6.39	Vervanging van de 36 kV kabel tussen Huldenberg en Rosières	172
6.40	Installatie van een tweede transformator 150/36 kV in Sint-Genesius-Rode	172
6.41	Oprichting van een nieuw koppelpunt naar middenspanning in Machelen en verlaten van Vilvoorde park	172
6.42	Plaatsing 36 kV-aansluitingsvelden voor 36 kV-distributienet Fluvius te Slijkens	173
6.43	Afbraak van het onderstation Mol	173
6.44	Verlaten 70 kV onderstations te Beveren en Pittem	173
6.45	Oprichting van een onderstation in de achterhaven van Zeebrugge	174
6.46	Nieuwe middenspanningscabine in Brugge Waggelwater en verlaten site Brugge Noord	174
6.47	Nieuwe kabel 70 kV tussen Aalst en Zottegem	175
6.48	Versterking van het 36 kV deelnet Zedelgem en de oprichting van een middenspanningsinjectie te Ichtegem	175
6.49	Lange termijn evolutie Lendeledede west	176
6.49.1	Opwaardering van regio Ieper - Bas-Warneton – Moeskroen naar een 150 kV-net.....	176
6.49.2	Voeding van Noordschote en Koksijde	176
6.50	Verlaten van de 70 kV in Izegem.....	177

6.51	Vervanging van de 36 kV-cabine van Lichtervelde	177
6.52	Evolutie naar een onderstation 150 kV te Oostrozebeke	177
6.53	Oprichting van een 36 kV-onderstation in de Pathoekeweg	178
6.54	Verlaten van het 70 kV onderstation en vervanging van de middenspanningscabine te Sint-Baafs-Vijve	178
6.55	Vervanging van de laagspanning en van een 150/36 kV-transformator te Drogenbos .	178
6.56	Vervangingen en versterkingen in het net van Fluvius Limburg en Fluvius West	178
6.57	Projecten voor efficiëntere benutting of beheer van het net	179
6.57.1	Security: beveiliging van de onderstations en sites	179
6.57.2	Black-out mitigation	180
6.57.3	De ontwikkelingsbehoeften voor het Datacom-netwerk	180
7.	APPENDIX	183
7.1	Appendix A: Duiding bij dynamisch beheer projectportefeuille	183
7.2	Appendix B: Analyse mogelijke versnelling van projecten	188
8.	BRONNEN	201

1. Executive summary



EEN WERELD IN VERANDERING

Sinds de publicatie van Elia's meest recente investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet in het Vlaams Gewest, in maart 2023, zijn zowel de regionale, nationale als internationale context geëvolueerd. Enkele van deze evoluties hebben tevens een impact op de (noden tot) ontwikkeling van het plaatselijk vervoernet, zoals de aanhoudende oorlog in Oekraïne die de Europese ambities om de energietransitie te versnellen op weg naar een meer energie-onafhankelijk Europa (het 'REPowerEU' plan) verder heeft versterkt, dalende kosten voor technologieën als fotovoltaïsche panelen en batterijopslagsystemen die geleid hebben tot een sterk gestegen installatiegraad van deze technologieën, of de evoluties betreffende Artificiële Intelligentie (AI) die hebben geleid tot een gevoelige stijging van de vraag naar digitale rekenkracht, en dus de nood aan datacentra.

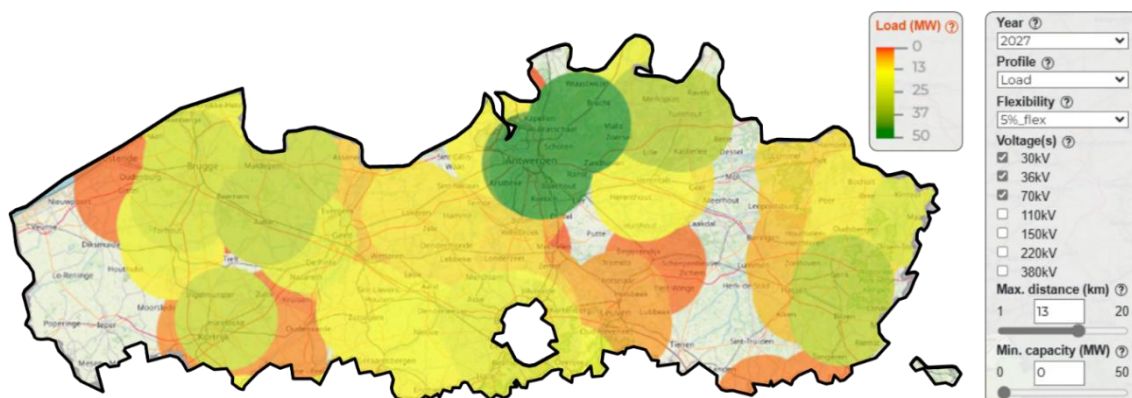
Deze wereld in volle verandering heeft tevens geleid tot evoluerende hypothesen met betrekking tot de toekomstige vraag naar, en aanbod van, elektriciteit. De hypothesen die in voorliggend Investeringsplan 2025-2035 vermeld worden als huidige basis voor netontwikkeling zijn gebaseerd op het "Current Commitments" scenario uit Elia's meest recent uitgebrachte studie ter beoordeling van de bevoorradingszekerheid en de behoefte aan flexibiliteit voor het Belgische elektriciteitssysteem, nl. de Adequacy & Flexibility 2026 – 2036 studie, gepubliceerd in juni 2025 [ELI-1]. Deze hypothesen worden, naast een stijgende integratie van hernieuwbare energiebronnen, tevens gekenmerkt door een algemene tendens van versnelde groei van het elektriciteitsverbruik (vergeleken met het meest recente investeringsplan 2022-2032), zowel op industrieel niveau (elektrificatie van de klassieke industrie maar ook stijgende noden van datacenters) als op residentieel niveau. In de horizon van dit investeringsplan wordt uitgegaan van een gemiddelde jaarlijkse aangroei-coëfficiënt van 4% van de door de netgebruikers geconsumeerde bruto elektriciteit.



Figuur 1.1: Toekomsthypothese rond evoluties richting 2035, t.o.v. 2024

(De evolutie m.b.t. elektrische voertuigen is incl. passagiersvoertuigen, lichte vracht, trucks en bussen; de industriële toename betreft de totale stijging op nationaal niveau)

Deze evoluties tonen zich niet enkel in de hypothesen, maar concretiseren zich ook effectief in het kader van aanvragen voor netaansluiting, van zowel bestaande als nieuwe netgebruikers. Op drie jaar tijd is het aantal aansluitingsstudies die werden aangevraagd bij Elia immers zeer sterk gestegen: zowel voor aansluiting op de distributienetten als voor aansluiting op het hoogspanningsnet beheerd door Elia zijn deze meer dan verdriedubbeld. Heel wat van deze studie-aanvragen resulteren uiteindelijk ook in een reservatie of toewijzing van onthaalcapaciteit op het transmissie- en plaatselijk vervoernet. De beschikbare onthaalcapaciteit op het hoogspanningsnet is steeds visueel raadpleegbaar via de onthaalcapaciteitskaarten die Elia maandelijks publiceert [ELI-2].



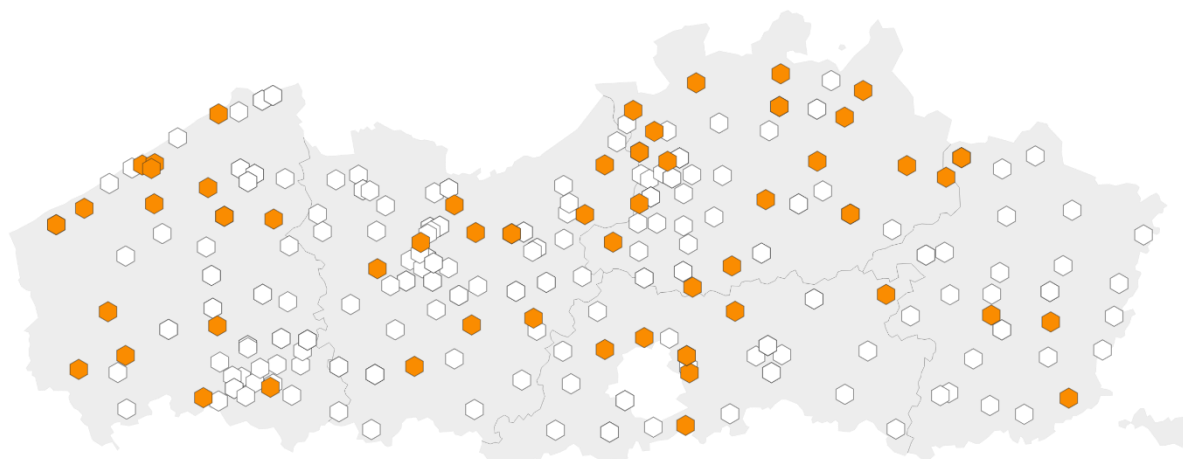
Figuur 1.2: Onthaalcapaciteitskaart voor het plaatselijk vervoernet in Vlaanderen (afname, met 5% flexibiliteit)

NODEN AAN ONTWIKKELING VAN HET PLAATSELIJK VERVOERNET

Toekomstprojecties worden, rekening houdend met de concrete capaciteitsreservaties, doorvertaald naar tijdsprofielen, die – gecombineerd met vastgestelde lokale verdeelsleutels – aangewend worden in de netsimulaties om zo de verwachte stromen op het net te berekenen. Hieruit kunnen de noden tot netontwikkeling geïdentificeerd worden.

Deze netstudies tonen aan dat de combinatie van de stijgende langetermijnsprojecties en de groei in concrete capaciteitsreservaties, leiden tot een eveneens groeiende nood aan investeringen in het plaatselijk vervoernet in de komende jaren. Niet enkel in de 36 kV en 70 kV netten zelf zullen deze evoluties leiden tot overbelastingen, maar ook op de koppelpunten met het distributienet ontstaan in de komende jaren heel wat noden, waarbij de transformatiecapaciteit op deze koppelpunten zal overschreden worden.

Gezien het belang van deze noden voor zowel Elia als Fluvius, de beheerder van het distributienet in Vlaanderen, hebben Elia en Fluvius in de afgelopen twee jaar zeer intensief samengewerkt rond het bepalen en aanpakken van de noden. Naast afstemmingsoefeningen in het kader van het bepalen van de macro-hypothesen, hebben Elia en Fluvius ook uitgewisseld rond ontwikkelingsmethodologieën en rond de meer lokale hypothesen (strooiing, impactanalyses, ...). Beide partijen hebben ook concreet samengewerkt op het bepalen van een afgestemd pakket aan noden op de koppelpunten, op de korte en (middel-)lange termijn. De noden op de (zeer) lange termijn worden door beide netbeheerders verder onderzocht en afgestemd, richting het volgende investeringsplan op de horizon 2027-2037. Elia en Fluvius blijven dan ook op continue basis nauw afstemmen m.b.t. de noden aan systeem- en netontwikkeling: niet enkel voor het verder bepalen van de noden op de (zeer) lange termijn, maar ook om de vinger aan de pols te houden m.b.t. potentiële evoluties in de reeds geïdentificeerde noden (en desgevallend de projectportefeuille in lijn te houden met deze evoluties).



Map data: © STABEL - Created with Datawrapper

Figuur 1.3: Geïdentificeerde versterkingsnoden per locatie op de koppelpunten naar het distributienet op de korte en midellange termijn (oranje)

In lijn met de met Fluvius afgestemde noden plant Elia dan ook de nodige investeringen in haar hoogspanningsnet. Elia anticipeert bij het lanceren van haar netinvesteringen zoveel als mogelijk op de toekomstevolutes om haar net hier tijdig op voor te bereiden. Echter, op het niveau van het plaatselijk vervoernet en de koppelpunten naar het distributienet, is het moeilijk om ruim op voorhand te voorspellen welke exacte noden zullen optreden op welke locaties, en kan er dus niet altijd lang op voorhand geanticipeerd worden op concrete langetermijnsnoden, indien deze noden niet reeds door marktpartijen werden aangehaald tijdens de opmaak van de langetermijnschetsen (die samen met een brede groep aan stakeholders opgemaakt worden, en publiek worden geconsulteerd). Daarom kunnen veel van deze investeringen pas correct bepaald en gelanceerd worden op het moment dat de lokale nood duidelijk en concreet wordt (o.a. in functie van concrete aanvragen tot netaansluiting).

Door de typisch lange doorlooptijden voor het realiseren van dergelijke infrastructuurprojecten – doorlooptijden die gestegen zijn t.o.v. enkele jaren geleden door een schaarste op de markt voor hoogspanningsmateriaal en gespecialiseerde contractoren – en natuurlijke beperkingen op de grootte van de projectportefeuille, zal het niet mogelijk zijn om alle nieuw geïdentificeerde noden met een gerealiseerde netversterking te beantwoorden tegen het optreden van de eerste congesties. Om hieraan het hoofd te bieden, hebben Elia en Fluvius samen een actieplan voor congestiebeheer opgezet met als doel het identificeren en implementeren van tijdelijke oplossingen en maatregelen die congesties kunnen verlichten of vermijden in afwachting van de netversterkingen [ELI-8]. Deze maatregelen zijn gestoeld op het efficiënter gebruik van het huidige net, enerzijds door de infrastructuur meer tot zijn limieten uit te baten en operationeel te optimaliseren, en anderzijds door in te zetten op de toepassing van flexibiliteit voor het beheer van deze lokale congesties.

DECENTRALE PRODUCTIE BLIJFT EEN VASTE WAARDE

BELANG VAN INVESTERINGEN OM DECENTRALE PRODUCTIE IN HET NET TE INTEGREREN

Het aantal projecten voorzien in het investeringsplan 2025-2035 met als motief “duurzaamheid” blijft belangrijk. Op de netten van de distributienetbeheerder, evenals op het plaatselijk vervoernet, stelt Elia een aanhoudend belang van aansluitingen van decentrale productie vast.

FLEXIBILITEIT ALS ALTERNATIEF VOOR EEN NETINVESTERING

Productie-installaties of elektriciteitsopslagfaciliteiten met een vermogen groter dan 1 MVA (type B) of uitgerust met telecontrole dienen deel te nemen aan technische flexibiliteit in het kader van netuitbating. In een context van aanzienlijke groei in decentrale productie de afgelopen jaren, heeft dit toegelaten om heel wat decentrale productie aan te sluiten op het net zonder grote bijkomende netinvesteringen te moeten realiseren, op voorwaarde dat deze productie uitzonderlijk afgeregeld kan worden in buitengewone omstandigheden.

ROL VAN OVERHEDEN EN HAVENBESTUREN

De provincies in Vlaanderen spelen steeds meer een proactieve rol in de bepaling van locaties voor decentrale productie-eenheden, in het bijzonder voor windturbines. Deze centrale sturing geeft een duidelijker zicht op het potentieel en is een bijkomende troef voor een optimale planning van de investeringen voor de aansluiting van deze windturbines.

Een gelijkaardige trend is tevens merkbaar voor de lokalisatie van windturbines in de Vlaamse havens, waarbij de havenbesturen een ondersteunende rol opnemen.

Elia moedigt dergelijke evoluties aan en houdt in dat opzicht nauw contact met de verschillende provincies en havenbesturen waartussen transparant informatie wordt uitgewisseld.

OPTIMALISATIE IN HET GEBRUIK VAN SPANNINGSNIVEAUS

De evoluties in het gebruik van de spanningsniveaus worden net zoals voorgaande jaren voortgezet. Enerzijds is er, wegens de optimalisatie van de netontwikkeling, een evolutie waarbij de transformatie naar middenspanning vanuit de 36 kV- en 70 kV-netten stelselmatig overgeheveld wordt naar een transformatie vanuit 150 kV. Bovendien wordt het 36 kV-net steeds vaker ingezet in het kader van de kostenefficiënte aansluiting van grotere decentrale productie-eenheden. Door een aansluiting op 36 kV van dergelijke eenheden worden investeringen in het distributienet en het plaatselijk vervoernet geoptimaliseerd en wordt daarnaast ruimte vrijgehouden op het bestaande middenspanningsnet voor kleinere eenheden. In dit kader worden sinds enkele jaren ook netten op 30 of 36 kV ontwikkeld om meer decentrale productie op te vangen.

OVERWEGEND BELANG VAN INVESTERINGEN IN BETROUWBAARHEID VAN DE ENERGIEVOORZIENING

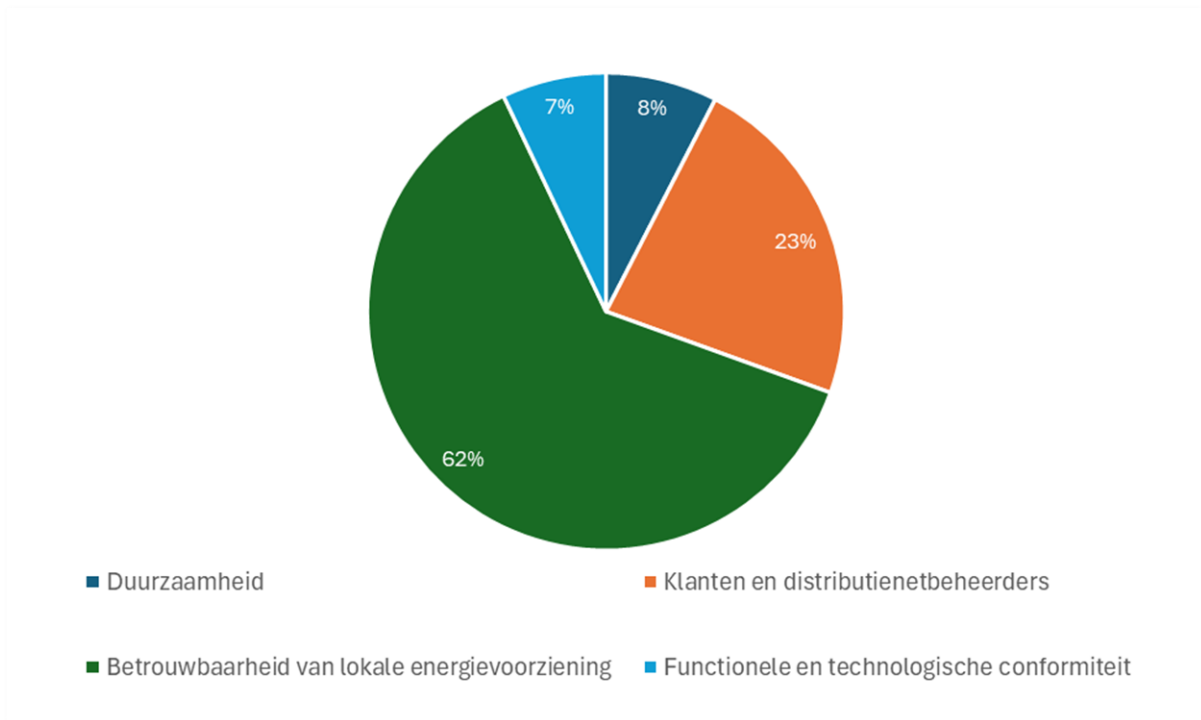
De betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening blijft de belangrijkste drijfveer binnen het geheel aan netinvesteringen in het plaatselijk vervoernet in het Vlaams Gewest. Dit wordt tevens bevestigd in het voorliggend investeringsplan. Er wordt ook een aanzienlijke groei opgemerkt in projecten met als achterliggende drijfveer “klanten en distributienetbeheerders”. Dit wordt ook bevestigd door het groeiende aantal aanvragen tot netaansluiting dat Elia ontvangt, en de hieruit volgende geïdentificeerde noden. Hierbij is het belangrijk op te merken dat beide drijfveren sterk gelinkt zijn aan elkaar, aangezien de aansluiting van netgebruikers en distributienetbeheerders een robuust netwerk vereist met een hoge mate van betrouwbaarheid voor wat betreft hun energievoorziening.

Bij de nood aan extra onthaalcapaciteit op het hoogspanningsnet zal steeds eerst de mogelijkheid onderzocht worden om via een efficiënter gebruik van de bestaande infrastructuur de nood af te dekken. Indien dit niet mogelijk is of onvoldoende blijkt, zal een netinvestering worden opgestart. Indien er wordt vastgesteld dat hiervoor een belangrijk deel van het net vervangen moet worden, wordt er steeds geëvalueerd welke mogelijke vereenvoudiging en/of herschikking van de netstructuur mogelijk is. In sommige gevallen kan dit leiden tot de buitendienstname van een netelement (onderstation of verbinding).

Vervangingsinvesteringen opgenomen in de drijfveer rond functionele en technologische conformiteit dragen ook bij tot het voortdurend waarborgen van de veiligheid van de installaties ten opzichte van het eigen personeel en tegenover derden.

Deze investeringen, en in het bijzonder de investeringen op de koppelpunten met het distributienet, worden steeds gedefinieerd en opgevolgd in nauw overleg met de distributienetbeheerder (DNB) Fluvius.

Figuur 1.4 toont de verdeling van de drijfveren achter de investeringen voor het plaatselijk vervoernet. Hierin zijn de investeringen opgenomen die verband houden met het plaatselijk vervoernet, alsook (ter informatie) de investeringen op de andere hoogspanningsnetten in België (i.e. het federaal transmissienet alsook de Waalse en Brusselse gewestelijke transmissienetten) die de transformatiecapaciteit op de koppelpunten met het distributienet in het Vlaams Gewest beïnvloeden.



Figuur 1.4: Verdeling van de projecten per investeringsdrijfveer

2. Context



2.1 Wettelijk kader

2.1.1 Elia Transmission Belgium

Elia is samengesteld uit twee wettelijke entiteiten die als één enkele economische entiteit opereren: *Elia Transmission Belgium*, beheerder van het net, en *Elia Asset*, eigenaar van het net. Het vermaasde net dat door *Elia Transmission Belgium* ('Elia') in België wordt beheerd, bestrijkt de spanningsniveaus van 380 kV tot en met 30 kV, met inbegrip van de transformatie naar middenspanning, en vormt vanuit beheerstechnisch oogpunt één geheel.

Naast de aanwijzing op federaal niveau als beheerder van het transmissienet (spanningsniveaus 380/220/150/110 kV), werd Elia ook op gewestelijk niveau aangewezen als beheerder van het plaatselijk transmissienet in het Waalse Gewest, als beheerder van het gewestelijk transmissienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en als beheerder van het plaatselijk vervoernet in het Vlaamse Gewest, telkens voor de netten van 70 kV tot en met 30 kV (met enkele uitzonderingen waarvoor het spanningsniveau lager is). Bij beslissing BESL-2024-67 van de VREG (thans *Vlaamse Nutsregulator*) van 11 september 2024 werd Elia aangewezen als beheerder van het plaatselijk vervoernet in het Vlaamse Gewest.

Het is in die hoedanigheid dat Elia onderhavig investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet in het Vlaamse Gewest opstelt. De omvang van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit wordt krachtens artikel 4.1.2 van het Energiedecreet door de Vlaamse Nutsregulator vastgelegd. Dit gebeurde initieel bij beslissing BESL-2011-14¹ en werd herzien door BESL-2014-34².

2.1.2 De vrijgemaakte Europese elektriciteitsmarkt en de rol van de beheerder van het plaatselijk vervoernet

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

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

Als transmissienetbeheerder vervult Elia een drievoudige missie.

¹ [BESL-2011-14 | Vlaamse Nutsregulator](#)

² [BESL-2024-34 | Vlaamse Nutsregulator](#)



Figuur 2.1: De drie opdrachten van Elia

De taken van de netbeheerder inzake de exploitatie, het onderhoud en de ontwikkeling van het net zijn neergeschreven in artikel 4.1.6 van het Energiedecreet en artikel 3.1.11 van het Energiebesluit.

Het artikel 4.1.6 van het Energiedecreet:

1. Het beheer van een distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit omvat de volgende taken:

1° het beheer en onderhoud en het ontwikkelen onder economische voorwaarden van een veilig, betrouwbaar en efficiënt net met inachtneming van het milieu en de energie-efficiëntie van het net, en de nodige ondersteunende diensten daarvoor verlenen;

2° het aanhouden van voldoende netcapaciteit om de elektriciteits- en aardgasbehoefte te dekken van de afnemers die aangesloten zijn op zijn net en om het vervoer van elektriciteit en aardgas naar de distributienetten mogelijk te maken;

3° de uitbreiding van zijn net in het geografisch afgebakende gebied waarvoor hij is aangewezen, of, als er nog geen net aanwezig is, de aanleg van het net in dat geografisch afgebakende gebied;

4° de herstelling, het preventieve onderhoud, de vernieuwing en de verbetering van zijn net en de bijbehorende installaties;

5° het oplossen van onderbrekingen en storingen bij de elektriciteits- of aardgastoevoer via zijn net;

6° het opstellen, het bewaren en ter beschikking stellen van de plannen van zijn net;

7° het aansluiten, verzegelen, afsluiten en heraanluiten van installaties op zijn net en het aanpassen van de aansluitingen op zijn net;

8° het verlenen van nettoegang;

9° het verstrekken van de nodige inlichtingen aan de beheerders van de netten waarmee zijn net in kwestie verbonden is, om een veilige en efficiënte uitbating, een

gecoördineerde ontwikkeling en een goede wisselwerking tussen de netten te waarborgen;

10° als elektriciteitsdistributienetbeheerder transparante, niet-discriminerende en op de markt gebaseerde procedures hanteren bij de aankoop van elektriciteit;

11° alle vormen van energiefraude, gerelateerd aan hun activiteiten, actief detecteren en vaststellen, en maatregelen nemen om energiefraude te vermijden;

12° als neutrale marktfacilitator fungeren door de energie in te kopen die ze gebruiken om energieverliezen te dekken, en door in de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten in hun net te voorzien, volgens transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures;

13° flexibiliteitsdiensten aankopen, voor het beheer van lokale congestie binnen het dekkinggebied of voor redispatching, waarvoor de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit de aanvrager van flexibiliteit is, in de vorm van producten die gevaloriseerd worden, met het oog op het efficiëntere beheer en de efficiënte ontwikkeling van het elektriciteitsdistributienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit;

14° als dat van toepassing is, de referentiecurve van het elektriciteitsafname- en injectieprofiel bepalen, in onderling overleg met de relevante marktpartijen;

15° voor de toepassing van artikel 4.1.17/4, 4.1.17/5 en 4.1.17/6 de specificaties bepalen om het flexibiliteitsvolume te berekenen, in overleg met relevante marktpartijen.

3. Het beheer van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit omvat bovendien de volgende taken:

1° het beheren van het toegangsregister van zijn net;

2° het ter beschikking stellen, de plaatsing, de activering, de desactivering, het onderhoud en het herstellen van meters en tellers op de toegangspunten op zijn net;

3° het aflezen van de meters en tellers op de toegangspunten op zijn net, de bepaling van de injectie en de afname van de producenten en afnemers die aangesloten zijn op zijn net en de verwerking en de bewaring van die gegevens;

4° het verstrekken van de nodige meetgegevens en andere gegevens aan de distributienetbeheerder, de transmissienetbeheerder, de vervoeronderneming, de producenten, de evenwichtsverantwoordelijken, de deelnemers aan flexibiliteit, de dienstverleners van flexibiliteit, de aanvragers van flexibiliteit, de aggregatoren, de

bevrachters, de tussenpersonen, de leveranciers, de afnemers en de *Vlaamse Nutsregulator*;

5° het verzamelen, berekenen en verwerken van de gegevens in het kader van de flexibiliteitsdiensten of ondersteunende diensten die hij verleent;

6° het beheer van het flexibiliteitstoegangsregister en het flexibiliteitsactivatieregister voor zijn net.

DE INFRASTRUCTUUR BEHEREN

Terwijl het beheer van de infrastructuur vroeger hoofdzakelijk gebaseerd was op de elektriciteitsbehoeften, is er nu nood aan een bredere benadering van dit beheer, rekening gehouden met de evolutie naar een duurzame, inclusieve, koolstofneutrale en circulaire economie, waarbij alle sectoren betrokken zijn. Tegen 2050 moet koolstofneutraliteit worden bereikt. Binnen dit kader wordt de elektriciteitssector duidelijk erkend als een essentiële katalysator voor alle sectoren van een samenleving zonder netto-uitstoot van broeikasgassen. Het transmissienet moet dus worden aangepast om deze evolutie te vergemakkelijken.

De infrastructuur van het elektriciteitstransmissienet wordt als kritiek gedefinieerd en dus moet er worden voorzien in een aantal specifieke beveiligings- en beschermingsmaatregelen. Die maatregelen worden vastgesteld overeenkomstig de bepalingen van hoofdstuk 2 van de wet van 1 juli 2011³. Bovendien is het van essentieel belang dat de transmissienetbeheerder op een efficiënte en veilige manier met de netgebruikers kan communiceren, zelfs in geval van een onderbreking van de elektriciteitsbevoorrading. Daartoe beschikt Elia over een specifiek communicatienetwerk met de nodige back-up oplossingen om te voldoen aan hoofdstuk 5 van de netcode over de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet⁴.

HET ELEKTRICITEITSSYSTEEM BEHEREN

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

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

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

om een betrouwbare bevoorrading en een efficiënt operationeel beheer van het hoogspanningsnet te waarborgen.

Daartoe heeft de wet van 30 juli 2018 de Elektriciteitswet van 29 april 1999 gewijzigd, opdat Elia om de twee jaar een studie zou uitvoeren waarin het een analyse maakt van de behoeften van het Belgische energiesysteem op het vlak van adequacy en flexibiliteit over een periode van 10 jaar. De meest recente gepubliceerde studie adequacy- en flexibility, die de horizon 2026 t.e.m. 2036 bestudeert, is verschenen in juni 2025 [ELI-1].

Daarnaast is een belangrijk onderdeel van het beheer van het elektriciteitssysteem het beheren van de lokale congestie. Dit komt ook naar voren in het takenpakket van de beheerder van het plaatselijk vervoernet waarbij het aankopen van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie of voor redispatching, met oog op het efficiënt beheer mogelijk is. Voor een veilige werking van het net coördineert Elia de technische eenheden, onder meer op basis van productieprogramma's en informatie over de overblijvende flexibiliteit. Elia staat constant in voor het verminderen van de congestierisico's.

DE MARKT FACILITEREN

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

In de afgelopen jaren zijn er verschillende stappen gezet op het vlak van de integratie van de Europese markt, met onder andere de lancering van de flow-based marktkoppeling in de day-aheadmarkten van de regio Centraal-West-Europa, die ondertussen is uitgebreid tot een groot deel van het Europese vasteland (CORE-regio), en de integratie van de intradaymarkten op pan-Europees niveau. Deze belangrijke stappen in de richting van een geïntegreerde elektriciteitsmarkt sluiten aan bij de huidige implementatie van de netcode inzake capaciteitstoewijzing en congestiebeheer⁵. De capaciteiten die ter beschikking worden gesteld van de grensoverschrijdende uitwisselingen zullen eveneens groter worden met de invoering van de 70%-regel als gevolg van de toepassing van het Clean Energy Package⁶, dat bepaalt dat minimaal 70% van de netcapaciteit ter beschikking van de markt moet worden gesteld.

Het toekomstig energiebeleid van België is gebonden aan het Europese kader, waaronder de doelstellingen inzake klimaatneutraliteit zoals vastgelegd in de Europese Klimaatwet⁷. De Klimaatwet verankert de EU-verplichting tot klimaatneutraliteit in bindende wetgeving, evenals

⁵ Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer.

⁶ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

⁷ Verordening (EU) 2021/1119 van het Europees Parlement en de Raad van 30 juni 2021 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999 ('Europese klimaatwet').

de tussentijdse doelstelling om de netto-uitstoot van broeikasgassen tegen 2030 met minstens 55% te verminderen ten opzichte van het niveau van 1990. De klimaatdoelstelling wordt uitgevoerd via EU-verordeningen (die rechtstreeks van toepassing zijn in België en de andere EU-lidstaten) en richtlijnen, die zijn herzien in het kader van het “Fit for 55”-wetgevingspakket⁸, waarin hogere ambities voor 2030 zijn opgenomen: enerzijds een bindende EU-doelstelling om een aandeel van minstens 42,5% hernieuwbare energie te bereiken in het bruto eindverbruik van energie in de EU (alle energiedragers, niet enkel elektriciteit), anderzijds een bindende EU-doelstelling om het energieverbruik tegen 2030 met 11,7% te verminderen (ten opzichte van de projecties in de Referentiescenario’s van 2020).

De Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED)⁹ ligt aan de basis van de verbintenissen die de federale staat en de gewesten zijn aangegaan om bindende doelstellingen te halen voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen tegen 2030. Daarnaast is de Europese Richtlijn voor Energie-efficiëntie (EED), gebaseerd op het ‘energie-efficiëntie eerst’ principe, in eerste instantie gericht op het verminderen van de behoefte aan primaire energie. Deze Europese richtlijnen hebben een impact op de activiteiten van Elia, aangezien het elektriciteitsnet moet worden aangepast aan de nieuwe uitdagingen van de energietransitie. Het verhoogde ambitieniveau van deze en andere richtlijnen zal naar verwachting op relatief korte termijn worden omgezet in nationale wetgeving en geïmplementeerd.

Bovendien, als gevolg van de geopolitieke context en de ervaring met de energiecrisis, is er op zowel Europees als nationaal niveau steeds meer aandacht voor het herwinnen van concurrentievermogen en het waarborgen van de energiezekerheid. Dit vloeit voort uit de communicatie van de Europese Commissie in de eerste helft van 2025 over het ‘Competitiveness Compass’ (dat aanbevelingen uit het zogenaamde “Draghi-rapport” bevat om innovatie, decarbonisatie en veiligheid te versterken), de communicatie over de ‘Clean Industrial Deal’ (waarin acties worden uiteengezet om groei te stimuleren via decarbonisatie, met focus op energie-intensieve industrieën en de cleantech-sector), en het ‘Actieplan voor Betaalbare Energie’ (dat maatregelen voorstelt om de energiekosten te verlagen, de Energie-unie te voltooien en prijsstabiliteit te garanderen)¹⁰.

Als onderdeel van het Actieplan voor Betaalbare Energie heeft de Europese Commissie een “European Grids Package” aangekondigd, dat in het laatste kwartaal van 2025 wordt verwacht. Dit pakket zal bestaan uit wetgevende en niet-wetgevende voorstellen om onder andere de Trans-Europese energienetwerken (TEN-E-verordening) te vereenvoudigen, grensoverschrijdende geïntegreerde planning en uitvoering van projecten (vooral

⁸ Richtlijn (EU) 2023/2413 van het Europees Parlement en de Raad van 18 oktober 2023 tot wijziging van Richtlijn (EU) 2018/2001, Verordening (EU) 2018/1999 en Richtlijn 98/70/EG inzake de bevordering van energie uit hernieuwbare bronnen, en tot intrekking van Richtlijn (EU) 2015/652 van de Raad; Richtlijn (EU) 2023/1791 van het Europees Parlement en de Raad van 13 september 2023 inzake energie-efficiëntie en tot wijziging van Verordening (EU) 2023/955 (gecodificeerde versie).

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

¹⁰ Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 inzake de bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen. Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 inzake de bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot wijziging en latere intrekking van Richtlijnen 2001/77/EG en 2003/30/EG. Richtlijn (EU) 2018/2002 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 inzake energie-efficiëntie.

interconnecties) te waarborgen, vergunningsprocedures te stroomlijnen, digitalisering en innovatie te stimuleren, en de zichtbaarheid van productiebehoefte te vergroten. Tijdens haar State of the Union-toespraak kondigde Commissievoorzitter Ursula von der Leyen het initiatief “Energy Highways” aan om knelpunten in de elektriciteitsnetten weg te nemen, waarbinnen de Noordzee een van de focusgebieden is.

Tot slot benadrukken de nieuwe voorstellen voor de EU-begroting voor 2028–2034 het belang dat de EU hecht aan de investeringsuitdaging in netinfrastructuur. Het begrotingsvoorstel omvat een verhoging van de middelen voor interconnecties (CEF-E) en nieuwe EU-budgetten voor binnenlandse netten (‘European Competitiveness Fund’ en ‘National and Regional Partnership Fund’) om een select aantal projecten in de EU te ondersteunen. De omvang van de budgetten en de toewijzingsprocedures zijn nog onderhevig aan onderhandelingen. Zodra de fondsen zijn goedgekeurd, moeten projecten nog worden geselecteerd via de toepasselijke procedures.

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



2.1.3 Opstellen van een indicatief investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet voor elektriciteit

2.1.3.1 Wettelijke context van het Investeringsplan

Het investeringsplan is een tweejaarlijks plan dat ter goedkeuring aan de Vlaamse Nutsregulator wordt voorgelegd en is opgesteld volgens het vernieuwde artikel 4.1.19 van het Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (hierna “Energiedecreet” [VLA-1]), dat de principes met betrekking tot het investeringsplan van netbeheerders vastlegt. Dit plan bestrijkt een periode van 3 jaar en bevat eveneens de doorkijk van 10 jaar met betrekking tot de capaciteitsbehoeften en evolutie van de netinfrastructuur.

In het kader van de grondige herziening van het Energiedecreet in 2024 werd artikel 4.1.19 aangepast. Daarbij werden de vereisten voor het investeringsplan verduidelijkt en uitgebreid, met bijzondere aandacht voor de verschillen tussen de distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet. Deze aanpassing beoogt een duidelijke afbakening van de respectieve verplichtingen en verwachtingen ten aanzien van beide netbeheerders. Daarnaast werd ook de indieningsdatum gelijkgesteld aan deze van de distributienetbeheerder. Het in 2025 herziene Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit voor het Vlaams Gewest [VNR-1] bepaalt dat het investeringsplan vóór 1 oktober ter goedkeuring aan de Vlaamse Nutsregulator wordt voorgelegd.

Sinds de wijziging van het Energiedecreet in 2024 van het artikel 4.1.19 wordt er tevens aan de beheerder van het plaatselijk vervoernet gevraagd om een databeheersplan in te dienen. Hierbij zal Elia verplicht tweejaarlijks een parallel aan het investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet voor het Vlaams Gewest indienen bij de Vlaamse Nutsregulator. Het databeheersplan bevat een gedetailleerd overzicht van de huidige systeemintegraties en bijbehorende dataflows, gevisualiseerd in zogenaamde datakettingen en een toelichting van de belangrijkste systeemimpacten op basis van Elia’s voorspellingen over toekomstige trends op middellange (drie jaar) en lange termijn (tien jaar). Het databeheersplan wordt afzonderlijk ingediend voor goedkeuring bij de Vlaamse Nutsregulator, parallel aan het investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet.

De overkoepelende minimale vereisten met betrekking tot de inhoud van het investeringsplan voor het Vlaams Gewest staan beschreven in het Energiedecreet artikel 4.1.19, het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit voor het Vlaams Gewest [VNR-1], artikel 2.1.1, en het rapporteringsmodel voor het investeringsplan van plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest (hierna “Rapporteringsmodel”), door de Vlaamse Nutsregulator gepubliceerd op 15 mei 2025 in MEDE-2025-03 [VNR-2].

Het investeringsplan bevat de volgende elementen:

1. Een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het net in kwestie en de toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie voor een periode van drie en tien jaar, met vermelding van de onderliggende hypothesen; (ED 4.1.19 °1) Hierbij worden tevens de evoluties in trends beschreven.

2. Een beschrijving van het assetmanagement beleid en de impact ervan op het investeringsplan/programma.
3. Een vormelijke en inhoudelijke beschrijving van hoe afstemming en samenwerking met de distributienetbeheerder (hierna 'DNB') heeft plaatsgevonden in de aanloop naar het investeringsplan. Deze beschrijving behelst:
 - a. De afstemming qua hypothesen;
 - b. De afstemming qua capaciteitsnoden, prioritering en opvolging van realisatie van de netinvesteringen.
4. De belangrijkste infrastructuur die vereist is voor de aansluiting van nieuwe productiecapaciteit en nieuwe belasting, inclusief batterijopslag en snellaadinfrastructuur. (ED 4.1.19 °2 b))
5. Beschrijving van de toegepaste methodiek voor ontwikkeling van het net, met name het proces voor het ontstaan van noden en de vertaling ervan naar investeringsprojecten, met o.a.
 - a. Toelichting van portefeuillebeheer: principes, methodiek en kwalitatieve beschrijving van de beperkingen;
 - b. Toelichting van de investeringsstrategie.
6. Een investeringsprogramma voor vernieuwing en uitbreiding van het plaatselijk vervoernet dat de beheerder van het plaatselijk vervoernet uitvoert om aan de behoeften te voldoen, met de concreet geplande investeringen voor een periode van drie jaar en de geplande investeringen voor de lange termijnontwikkeling van het net voor een periode van tien jaar (ED 4.1.19 °2 a)),
 - a. Concreet geplande netinvesteringprojecten voor een periode van drie jaar (horizon Y t.e.m. Y+3), vergezeld van;
 - i. Korte beschrijving van het project;
 - ii. Korte aanduiding van de nood (drijfveer) achter het project;
 - iii. Nadere toelichting van de nood en het project, inclusief een toelichting van welke knelpunten in het plaatselijk vervoernet en op de koppelpunten naar het distributienet hiermee worden weggewerkt;
 - iv. Indienstellingsstatus van het project;
 - v. Geplande datum van indienstelling.
 - b. Geplande netinvesteringprojecten voor een periode van tien jaar (horizon Y+4 t.e.m. Y+10), vergezeld van;
 - i. Korte beschrijving van het project;
 - ii. Aanduiding van de nood (drijfveer) achter het project;
 - iii. Geplande datum van indienstelling voor projecten waar de indienstellingsstatus "beslist" betreft; Er zal worden aangeduid welke investeringsprojecten reeds vermeld waren in de voorgaande versie van het IPVG en welke projecten nieuwe noden betreffen.

7. Een overzicht van de gerealiseerde investeringen die in de afgelopen twee jaar zijn uitgevoerd (sinds de publicatie van het meest recente IPVG), voorzien van een verwijzing naar de betrokken paragraaf in de voorgaande versie van het IPVG waar het project in meer detail werd toegelicht (ED 4.1.19 6°).
8. Een toelichting van de stand van zaken met betrekking tot de methodologie waarmee een afweging wordt gemaakt tussen gebruik van flexibiliteit voor beheer van lokale congestie in het eigen dekkingsgebied enerzijds, en een netinvestering anderzijds. Conform Energiedecreet artikel 4.1.19 3°-5° (ED 4.1.19 3°-5°).
9. een transparante kwantitatieve en kwalitatieve beschrijving van de flexibiliteitsdiensten of andere hulpbronnen, inclusief de onderliggende parameters, de assumpties en de locaties waar die diensten vereist zijn, waarvoor de beheerder van het plaatselijk vervoernet zelf aanvrager van flexibiliteit is, in de vorm van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en het beheer van lokale congestie binnen zijn dekkingsgebied die voor een periode van drie jaar enerzijds en voor een periode van tien jaar anderzijds vereist zijn;
10. een transparante **beschrijving van de toepassing van de methodologie**¹¹, vermeld in artikel 4.2.1, 2, 14°, waarmee een afweging wordt gemaakt tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten, in functie van het beheer van lokale congestie binnen het eigen dekkingsgebied, en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en een netinvestering.

Elia vestigt hierbij de aandacht op de beschrijving van de toepassing van de methodologie en niet het beschrijven van de methodiek zelf.
11. Het resultaat van de afweging, vermeld in punt 10.
12. Vooruitzichten m.b.t. potentiële bijdrage van elektrische voertuigen aan de flexibiliteit van het energiesysteem, specifiek via slim en bidirectioneel laden.
13. Volumerapportering van activaties van flexibiliteitsdiensten op het plaatselijk vervoernet en op het distributienet in het Vlaams Gewest, door congestie op het plaatselijk vervoernet, in de afgelopen twee jaar (sinds publicatie van het meest recente IPVG) (ED 4.1.19 °7).

¹¹ Het Vlaams Energiedecreet Artikel 4.2.1, §2, 14°, bepaalt dat de uitwerking en opmaak van deze methodologie voor het maken van een afweging tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten en een netinvestering volgens het huidig wettelijk kader deel uitmaakt van de technische reglementen, met de Vlaamse Nutsregulator als penhouder. Het artikel 4.1.19 geeft aan dat Elia enkel de toepassing van deze methodologie dient te beschrijven in zijn investeringsplan. In het toekomstig wettelijk kader wordt deze verantwoordelijkheid als penhouder van deze methodologie verplaatst naar Elia als netbeheerder, bij in voege treden van het ontwerpdecreet tot wijziging van het Vlaams Energiedecreet, voor wat betreft het invoeren van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten – bij publicatie in het Belgisch Staatsblad.

14. Beschrijving van de ontwikkeling van diensten en maatregelen die het gebruik van flexibiliteit op het plaatselijk vervoernet verhogen (ED 4.1.19 °8).
15. Informatie over de beoordeling die door de beheerder van het plaatselijk vervoernet wordt uitgevoerd i.v.m. het potentieel voor energie-efficiëntie van zijn elektriciteitsinfrastructuur, in het bijzonder wat betreft elektriciteitsdistributie, beheer van de belasting van het plaatselijk vervoernet en interoperabiliteit, en de aansluiting van installaties voor energieopwekking, inclusief de toegangsmogelijkheden voor microenergiegeneratoren (Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet voor elektriciteit).

Het investeringsplan wordt door de netbeheerder geconsulteerd bij alle relevante netgebruikers, de relevante gebruikers van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en ook door de transmissienetbeheerder. Nadien worden de resultaten van de publieke consultatie ook meegedeeld aan de Vlaamse Nutsregulator.

Aansluitend dient te worden vermeld dat de Vlaamse Nutsregulator (toen VREG) bij de goedkeuring van het vorige investeringsplan 2022 – 2032 (Beslissing BESL-2023-31 van de VREG van 28/03/2023) [VNR-3] aangaf dat bij het eerstvolgende investeringsplan dat de netbeheerder moet indienen het investeringsplan dient te steunen op de assumpties waarover werd afgestemd met de elektriciteitsdistributienetbeheerders, zodat deze assumpties coherent zijn met deze waarop de investeringsplannen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders steunen.

De Vlaamse Nutsregulator maakt zijn beslissing over het investeringsplan binnen de 90 dagen na de dag waarop hij het investeringsplan heeft ontvangen bekend of vraagt binnen dezelfde termijn bijkomende inlichtingen aan de netbeheerder. Indien er bijkomende inlichtingen worden gevraagd wordt de termijn om een beslissing te nemen met 30 dagen verlengd, vanaf de dag dat deze werden gevraagd. Daarnaast kan de Vlaamse Nutsregulator de netbeheerder verplichten het plan binnen een redelijke termijn aan te passen.

Finaal dient er te worden vermeld dat het vorige investeringsplan van Elia de jaren 2022 – 2032 betreft, dat ter goedkeuring bij de VREG werd ingediend in 2022. Aangezien de wijzigingen aan het artikel 4.1.19 van het Energiedecreet pas in voege gingen in juni 2024, werd door de Vlaamse Nutsregulator bevestigd dat er in 2024 geen investeringsplan ingediend moest worden door de beheerder van het plaatselijk vervoernet. Hierdoor werd het daaropvolgende investeringsplan ingediend ter goedkeuring bij de Vlaamse Nutsregulator voor 1 oktober 2025 waarna de tweejaarlijkse frequentie opnieuw wordt hervat.

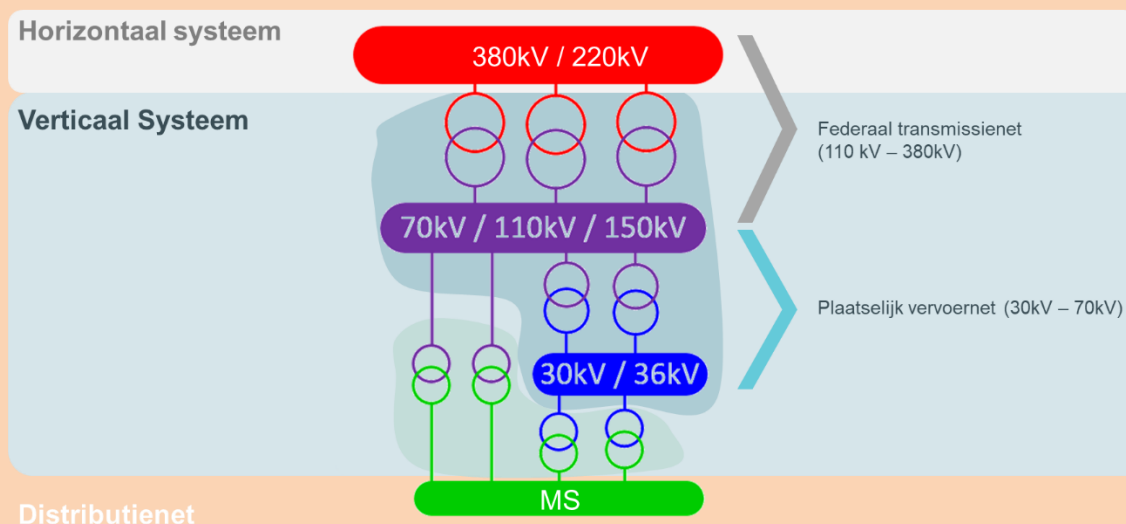
2.1.3.2 Verband met de andere investeringsplannen

Elia is aangewezen als elektriciteitstransmissienetbeheerder op federaal niveau, als beheerder van het plaatselijk vervoernet (30-70 kV-net) in het Vlaams Gewest, als plaatselijk transmissienetbeheerder in het Waals Gewest en als gewestelijk transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Naast het investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet voor het Vlaamse gewest, stelt Elia ook investeringsplannen op voor deze netten in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en een 'Plan d'Adaptation' voor het Waalse Gewest.

Bovendien stelt Elia een federaal ontwikkelingsplan op voor de netten met een spanningsniveau hoger dan 70 kV.

Voor Elia vereist de technische en economische ondeelbaarheid van de aangelegenheden in verband met de ontwikkeling van het net een homogene definitie, optimalisering, programmering en uitvoering van projecten op federaal en gewestelijk niveau. De verschillende plannen die Elia op federaal en gewestelijk niveau heeft ingediend, vormen een samenhangend geheel dat erop gericht is het volledige net, gaande van 380 kV tot 30 kV, te optimaliseren. Binnen de spanningsniveaus wordt er een onderverdeling gemaakt tussen het horizontale net (220 kV en 380 kV) en het verticale net (30 kV tot 150 kV). Het horizontaal net bestaat volledig uit het federaal transmissie net. Het verticaal net is een geïntegreerd net met zowel een deel van het federaal transmissie net en het plaatselijk vervoernet.

Elia hanteert in haar net een onderverdeling tussen het horizontale systeem en het verticale systeem. Het horizontale systeem bestaat uit het hoogste spanningsniveaus 220 kV en 380 kV en de enkele verbindingen in gelijkstroom, inclusief de offshore verbindingen. Dit net zorgt voor het grootschalig vervoer van elektriciteit over lange afstanden, de interconnectie met andere landen, en dat netaansluiting van zeer grote industriële netgebruikers en centrale opslag- en productie-eenheden. Het verticale systeem met spanningsniveau van 30 kV t.e.m. 150 kV staat in voor de aansluiting van (middel)grote netgebruikers, inclusief de grotere decentrale productieparken, alsook voor de verdeling richting de residentiële en kleinere industriële eindgebruikers en de kleinere productie- en opslagseenheden op het distributienet (via de koppelpunten met het distributienet).



Figuur 2.2: Onderverdeling hoogspanningsnet

De investeringen die deel uitmaken van het federale niveau of van een ander gewest worden daarom ook in dit investeringsplan informatief mee opgenomen indien ze vanuit een ander gewest betrekking hebben op het plaatselijk vervoernet (bijv. vervangen van 70 kV apparatuur naar 150 kV rond de taalgrens) of indien ze invloed hebben op de transformatiecapaciteit naar

het distributienet (bijv. het bijplaatsen van transformatoren naar het distributienet die rechtstreeks worden gevoed vanuit het 150 kV net).

2.1.4 Beslissing VNR 29/01/2026 en acties Elia

Naar aanleiding van de vragen tot aanpassing die door de Vlaamse Nutsregulator (VNR) werden geformuleerd met betrekking tot het Vlaams Investeringsplan, heeft Elia een reeks gerichte acties ondernomen om tegemoet te komen aan de gevraagde verduidelijkingen, aanvullingen en correcties. Sinds de beslissing van de VNR heeft Elia intensief en op regelmatige basis overleg gevoerd met Fluvius, zowel via formele overlegmomenten als via schriftelijke afstemming.

Concreet vonden meerdere overlegmomenten plaats met het oog op een betere aligering van investeringsprioriteiten, de versterkingsnoden ter hoogte van koppelpunten en de analyse van de nood aan bijkomende transformatiecapaciteit op de koppelpunten in eigendom van de distributienetbeheerder. Deze samenwerking resulteerde in geconsolideerde analyses en investeringen met inbegrip van de koppelpunten in eigendom van Fluvius. De betrokken data werden gedeeld en gevalideerd met Fluvius, en er werd ook specifiek afgestemd over voorziene netversterkingen, gelinkt aan een aantal geïdentificeerde koppelpunten. De resultaten van deze afstemming werden tevens besproken met de VNR en integraal verwerkt in het Investeringsplan.

Daarnaast werd gevolg gegeven aan de vraag van de VNR om bijkomende duidelijkheid te verschaffen over de methodiek voor de vertaling van noden naar investeringen in Bijlage 0. Elia heeft voor de investeringsprojecten systematisch streefdata voor indienststelling toegevoegd in de investeringstabellen in Sectie 5 en de projectbeschrijvingen verder verduidelijkt in Sectie 6. De betekenis van de verschillende projectstatussen werd aanvullend toegelicht in een specifieke bijlage rond de versnelling van projecten, die werd bezorgd aan de VNR en besproken tijdens formele overlegmomenten.

Op vraag van de VNR werd ook het indicatief karakter van de geplande investeringen verduidelijkt door een grondige herwerking van de globale disclaimer, volledig in lijn met de bepalingen van het Vlaams Energiedecreet in Sectie 2.4.4 en Bijlage 7.1. Na meerdere schriftelijke en mondelinge afstemmingen werd een finale versie van de disclaimer aan de VNR bezorgd.

Verder heeft Elia, in nauwe samenwerking met Fluvius, onderzocht of bijkomende knelpunten in de periode 2026–2028 op kortere termijn konden worden verholpen. De aangepaste timings voor deze projecten werden opgenomen in een geactualiseerde Bijlage 0, die intussen integraal deel uitmaakt van het Vlaams Investeringsplan. Daarbij werd expliciet aandacht besteed aan de resterende plannings- en vergunningsrisico's. De analyse kadert binnen een bredere aanpak waarbij Elia via de Identification of System Needs versterkingsnoden identificeert en vervolgens via lange termijn netstudies vertaalt naar investeringskandidaten en, na voldoende maturiteit, naar concrete investeringsprojecten.

Met betrekking tot de gevraagde bijkomende transparantie over de samenhang tussen de actuele noden op de koppelpunten en de beperkingen en investeringsnoden op het hogere liggende net, heeft Elia aan de VNR een toelichting gegeven.

Ook de gevraagde project-specifieke correcties en verduidelijkingen werden verwerkt. De vooruitzichten voor de koppelpunten en de bijhorende investeringstabellen werden besproken met de VNR, verder verfijnd en aangepast op basis van zowel interne inzichten als ontvangen feedback. De aangebrachte wijzigingen werden transparant aangeduid en aan de VNR overgemaakt, waarmee volgens Elia volledig werd tegemoetgekomen aan deze vraag.

Daarnaast bezorgde Elia een geactualiseerd overzicht van de gerealiseerde investeringen tot eind 2025, aangevuld met de gerealiseerde investeringen tot en met het eerste kwartaal van 2026. Deze informatie werd op een transparante manier geïntegreerd in het Vlaams Investeringsplan. Verder werden alle investeringsprojecten in het plan voorzien van een unieke identificatiecode (ID), die duidelijk zichtbaar is in de investeringstabellen, om de transparantie en eenduidigheid verder te versterken.

Met het oog op het volgende Vlaams Investeringsplan 2028–2037 zal Elia de lessen die uit dit traject werden getrokken expliciet meenemen. Daarbij ligt de focus op verdere verdieping en zichtbaarheid van de samenwerking met de distributienetbeheerders, een blijvende verduidelijking van de samenhang tussen transmissienet en plaatselijk vervoernet, vertaling van noden naar investeringsprojecten, transparantie over projectstatussen en werkwijze, en een structurele infrastructuurdialog met de VNR. Elia bevestigt bovendien dat ook de door de VNR geformuleerde aandachtspunten voor het volgende Investeringsplan zullen worden meegenomen, met de nodige nuanceringen omtrent de impact van externe randvoorwaarden waarop Elia slechts beperkte invloed heeft. Elia blijft zich engageren om, in open en constructieve samenwerking met alle betrokken stakeholders, te werken aan een robuust, transparant en gedragen Vlaams Investeringsplan.

2.2 De Energietransitie: betaalbare en betrouwbare klimaatneutraliteit richting 2050

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

De ontwikkelingsplannen van het elektriciteitssysteem hebben als doel de drie pijlers van het energietrilemma te ondersteunen: bevordering van de betaalbaarheid, duurzaamheid & betrouwbaarheid van het energiesysteem. Een goed uitgebouwd netwerk faciliteert immers de diversificatie van productiebronnen via de ontwikkeling van interconnecties en interne versterkingen en ondersteunt op die manier tevens de bevoorradingszekerheid en de integratie van hernieuwbare energiebronnen. De ontwikkeling van de Europese en interne

elektriciteitsmarkt bevordert de toegang tot en betaalbaarheid van energie ten voordele van de maatschappij en concurrentiekracht van onze economie.

DE DOELSTELLINGEN EN UITDAGINGEN VAN HET ENERGIETRILEMMA



1. Een betrouwbaar systeem
2. Een duurzaam systeem
3. Een betaalbaar systeem

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

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

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

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

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

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

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

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

Deze drie pijlers worden echter ingrijpend beïnvloed en overkoepeld door de specifieke politieke en socio-economische ambities binnen Europa en daarbuiten, maar evenzeer door nationale & gewestelijke beleidslijnen. Sinds de ambities die zijn vastgelegd in de Green Deal, streeft de EU ernaar om tegen 2050 het eerste klimaat neutrale continent ter wereld te worden, met als tussentijdse doelstelling om de uitstoot van broeikasgassen (GHG) tegen 2030 met minstens 55% te verminderen ten opzichte van het niveau van 1990. Meer recentelijk, in juli 2025, heeft de Europese Commissie een voorstel ingediend tot wijziging van de Europese Klimaatwet, met als doelstelling om de netto-uitstoot van broeikasgassen tegen 2040 met 90% te verminderen ten opzichte van 1990. Deze doelstelling is nog niet definitief en zal het resultaat zijn van onderhandelingen tussen de Raad en het Europees Parlement.

Deze concrete doelstelling vereist een complete transitie op het niveau van het energiesysteem en niet enkel voor het elektriciteitssysteem. Het omzetten van deze ambities in concrete actieplannen, die tevens een versnelling inhouden ten opzichte van het verleden, is noodzakelijk om zo snel mogelijk de klimaatopwarming een halt toe te roepen en ons toe te laten duurzaam als maatschappij te kunnen blijven leven op een reeds opgewarmde planeet.

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

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

Het elektriciteitssysteem zelf speelt dus een sleutelrol in de maatschappelijke bijdrage tot decarbonisering om zowel zijn eigen directe als indirecte emissies te reduceren, alsook een faciliterende rol ten aanzien van alle sectoren daarbuiten via directe en indirecte elektrificatie. Naast vergroening van elektriciteit zal ook decarbonisering van andere energiedragers (bv. moleculen) noodzakelijk zijn, immers niet elk eindverbruik zal elektrisch mogelijk zijn. Naast de sleutelrol die het elektriciteitssysteem speelt als facilitator van de mitigatie van nefaste klimaateffecten, moet het elektriciteitssysteem zelf ook de nodige aanpassingen ondergaan om aan gewijzigde weersfenomenen (extremere temperaturen, windcondities, overstromingen, bosbranden, ...) ten gevolge van de klimaatverandering te kunnen weerstaan.

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

2.2.1 Klimaatverandering is een wereldwijde uitdaging

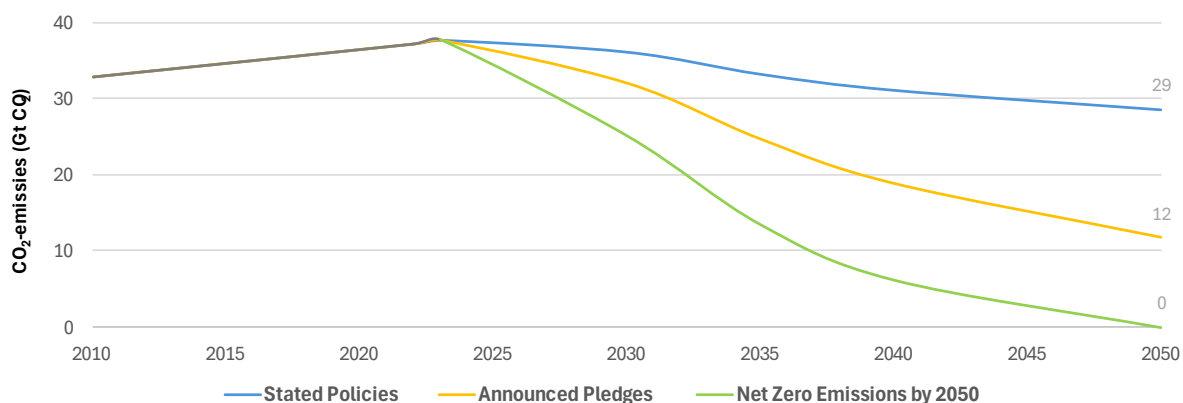
Klimaatopwarming en bijhorende klimaatverandering door de stijgende uitstoot van broeikasgassen is sinds het klimaatakkoord van Parijs in 2015 zowel wetenschappelijk, politiek en juridisch erkend als de wereldwijde uitdaging van deze en komende generaties. Directe en equivalente koolstofemissies met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

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

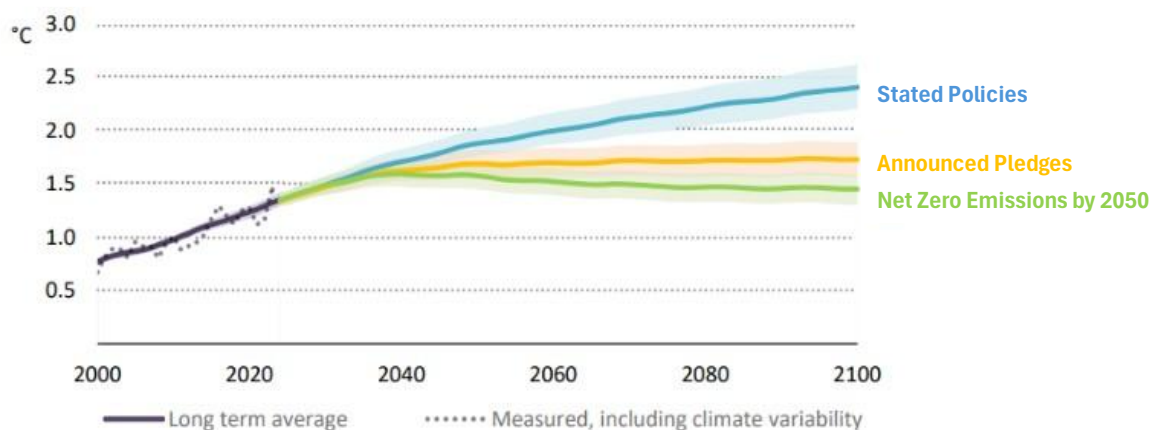
De opwarming van de planeet werd in 2023 geschat op 1,3°C [CAT-1]. Het meest recente IPCC-rapport [IPC-1] stelt onomwonden dat de tijd om te reageren nu is. Dit betekent dat elke CO₂ (of equivalente) molecule die nu uitgestoten en niet opgevangen wordt, integraal bijdraagt tot een exponentiële versnelling in klimaatverandering, waarvoor er zowel significante klimaataanpassing- als klimaatmitigatiekosten mee gepaard gaan. Alle oplossingen die op korte termijn gelanceerd kunnen worden, moeten onderzocht worden om zo de globale temperatuurstijging sterk te beperken, aangezien menselijke en natuurlijke systemen ernstige extra risico's lopen waarvan sommige onomkeerbaar zijn.

Ondanks deze klimaaturgentie en wereldwijde beloftes van verschillende naties om deze te bestrijden is de effectieve totale uitstoot van broeikasgassen alsmäär blijven stijgen in recente decennia, zoals getoond in onderstaande Figuur 2.3. Daarenboven valt er ook een verschil vast te stellen tussen de optelsom van verschillende nationale doelstellingen ten opzichte van de meeste recente klimaatdoelstelling (COP29 in Bakoe). In termen van klimaat mitigerende maatregelen loopt de wereld dus achter de feiten aan, dit wordt ook wel de **emissiekloof** genoemd, hetgeen in onderstaande Figuur 2.3 geïllustreerd wordt via het verschil tussen de gele en groene curve. Om de wereldwijde opwarming tot onder 1,5°C te houden, moet de wereld op de groene curve zien te geraken; terwijl er vandaag slechts voldoende ideeën en

initiatieven op tafel liggen om maximaal tot 1,7°C te geraken. Daarenboven zijn deze ideeën nog niet volledig in nationale wetgeving en bindende doelstellingen omgezet. Voorlopig zouden deze laatste de wereld plaatsen op de blauwe curve (met een ingeschatte temperatuurstijging van 2,4°C tegen 2100 als gevolg).



Figuur 2.3: Wereldwijde energie gerelateerde CO₂-emissies, in drie scenario's, 2010-2050 [IEA-1]



Figuur 2.4: Wereldwijde gemiddelde temperatuurstijging, inclusief natuurlijke variabiliteit sinds 2000 en gemiddelde temperatuurstijging op lange termijn, per scenario [IEA-1]

Ondertussen is ook duidelijk dat niet enkel klimaatmitigatie, maar ook klimaatbestendigheidmaatregelen¹² en investeringen noodzakelijk zullen zijn om met de blijvende gevolgen van reeds opgetreden klimaatverandering te moeten omgaan. De energiesectoren en de elektriciteitssystemen zullen hun ontwikkeling in deze adaptieve context moeten uitvoeren. Concreet betekent dit dat het elektriciteitssysteem dient voorbereid te worden op meer extreme windcondities, temperaturen, verstoorde ecosystemen alsook mogelijke rampen zoals overstromingen, bosbranden enz. Het meest recente rapport van het IPCC [IPCC-1] benadrukt dat, hoewel de toename van weer- en klimaatextremen al onomkeerbare gevolgen heeft gehad, er nu moet worden gehandeld om verlies en schade te

¹² Art.7 of Paris agreement on GGA = global goal of adaptation

beperken. Elk verder uitstel van gecoördineerde anticiperende wereldwijde actie op het gebied van aanpassing en mitigatie zal een korte en snel naderende kans missen om een leefbare en duurzame toekomst voor iedereen veilig te stellen. Ondanks vooruitgang op het gebied van aanpassingsmaatregelen bij de planning en uitvoering van maatregelen in alle sectoren en regio's, stelt het laatste IPCC-rapport dat gelijktijdig met de emissiekloof er ook een analoge bestendigheidskloof zich aan het manifesteren is, dewelke ook de nodige aandacht verder verdient.

2.2.2 Technologie in de Energietransitie

Het realiseren van de energie-transitie en de integratie van hernieuwbare energiebronnen op grote schaal, vereist dat het elektriciteitsnet zich aanpast met een ongeëvenaarde snelheid. Technische vooruitgang op verschillende vlakken is een onmisbare pijler om dit mogelijk te maken.

In dit kader voert Elia continu onderzoek naar nieuwe oplossingen en technologieën om deze ambities ook realiteit te kunnen maken. Het doel van deze sectie is om voor enkele cruciale technologieën meer klaarheid te scheppen over hun werking, hun rol in de energietransitie, de relevante uitdagingen en de stand van zaken in hun ontwikkeling.

2.2.2.1 Alternatieven voor SF₆-gas

SF₆-gas (zwavelhexafluoride) is uitermate geschikt als isolatie- en blusmedium voor gebruik in hoogspanningsposten en in schakelapparatuur. Initieel werd SF₆-gas binnen het Belgische transmissienet vooral gebruikt als blusmedium in vermogensschakelaars opgesteld in luchtgeïsoleerde onderstations (type AIS: Air Insulated Switchgear). Hierbij worden de installaties op isolatoren geplaatst en wordt de omgevingslucht gebruikt als isolatiemedium tussen de onder spanning staande delen. De excellente isolatie-eigenschappen van SF₆-gas vergeleken met de omgevingslucht laten echter toe om veel compactere installaties te bouwen door de hoogspanningsinstallatie volledig te omhullen met SF₆-gas (binnen een metalen omhulsel). Dergelijke installaties noemt men GIS: Gas Insulated Switchgear (zie Figuur 2.5). Met de steeds groter wordende druk op het plaatsgebruik en de visuele impact¹³ van elektrische infrastructuur vonden GIS installaties steeds meer hun intrede in het Belgische hoogspanningsnet.

¹³ Deze GIS worden gewoonlijk in gebouwen geïnstalleerd.



Figuur 2.5: uitbreiding GIS onderstation van Ieper

De zeer grote betrouwbaarheid, veiligheid en de lage onderhoudsnood van de SF₆-technologie heeft in de afgelopen decennia een positieve impact gehad op de beschikbaarheid van het net.

Het gebruik van SF₆ is op Europees niveau reeds lang gereguleerd via de verordening inzake gefluoreerde broeikasgassen (842/2006 EG). Met de herziening hiervan in 2014 (517/2014 EG) werden SF₆ toepassingen verboden met uitzondering van hoogspanningstoestellen en dit wegens gebrek aan valabele alternatieven. Ondertussen hebben de fabrikanten echter veel geïnvesteerd in de ontwikkeling van installaties die gebruik maken van alternatieve gassen of gasmengsels met een veel lager GWP (Global Warming Potential). Momenteel zijn de eerste alternatieven voor standaardtoepassingen tot 110 kV commercieel beschikbaar.

In het kader van de Green Deal werd een nieuwe richtlijn gepubliceerd in maart 2024: EU directive 2024/573 (F-gas regulation). In deze richtlijn worden de uitfaseringstermijnen van gefluoreerde broeikasgassen (F-gassen) vastgelegd, afhankelijk van het spanningsniveau.

Om het vrijkomen van SF₆-gas tot een minimum te beperken, werkte Elia een specifiek investerings- en onderhoudsbeleid uit met als objectief een lekpercentage van <0,25% te bekomen voor de volledige vloot.

- De nieuwe installaties die Elia aankoopt hebben een zeer laag lekpercentage zoals voorgeschreven door de norm. De constructeurs moeten dit lekpercentage gedurende de garantieperiode garanderen. De toestellen die historisch op ons net geïnstalleerd zijn hebben een maximaal gegarandeerd lekpercentage van 1% tijdens de garantieperiode.

Voor de toestellen die men vandaag installeert bedraagt dit lekpercentage maximaal 0.5%. Door de vernieuwing van onze installaties evolueert ons geïnstalleerd park stelselmatig van toestellen met een gegarandeerd design maximaal lekpercentage van 1% naar 0.5%.

- Er zijn zeer strikte procedures, certificatie en gespecialiseerde apparatuur bij het uitvoeren van werken op met SF₆-gas gevulde compartimenten met als doel het vrijkomen van SF₆-gas tijdens interventies tot een minimum te beperken.
- De installaties die gebruik maken van SF₆-gas worden ook strikt gemonitord, zodat er in geval van lekken snel kan ingegrepen worden.

Bijkomende acties worden geïmplementeerd om de opvolgmethode te verfijnen en zo heel minieme lekken (<0.25%) ook te kunnen opvolgen. Daarnaast werkt Elia intensief mee aan het onderzoek naar SF₆-vrije schakeltechnologie en wordt er gewerkt aan een strategisch kader om deze technologische transitie vlot te laten verlopen. Alvorens nieuwe technologieën te installeren op het net, is een grondige analyse van de betrouwbaarheid op lange termijn, veiligheid en gezondheidsimpact van alternatieve gassen nodig. Bijkomend moeten deze technologieën ook voldoen aan de opgelegde technische vereisten.

Doordat de alternatieve gassen minder stabiel zijn en het een nieuwe technologie betreft, bestaat er immers een risico op een hogere onbeschikbaarheid, onderhoudskost en mogelijks een kortere technische levensduur in vergelijking met de huidige SF₆-technologie. Om deze parameters te evalueren werden twee pilootprojecten opgestart, één nieuwe GIS-installatie op 70 kV (Anthisnes) waar de indienstname in 2026 is voorzien en een AIS-vermogensschakelaar op 70 kV (Marcourt) waar de indienstname in 2021 gerealiseerd werd (zie Figuur 2.6). Tevens heeft Elia op niveau van het federaal transmissienet een nieuw pilootproject opgestart waarbij een eerste 380 kV GIS-element zal worden geïnstalleerd in Vilvoorde (380 kV onderstation Verbrande Brug) in 2027.



Figuur 2.6: Eerste SF₆-vrije vermogensschakelaar van een nieuwe generatie op Elia-net op 70 kV (lichtgrijs toestel, in het onderstation van Marcourt 70 kV)

De alternatieve technologieën voor AIS vermogenschakelaars op 70 en 110 kV zijn reeds voldoende getest en bewezen. Deze worden op heden standaard toegepast voor nieuwe apparatuur op de spanningsniveaus 70 kV en 110 kV. Ook voor GIS-installaties op deze spanningsniveaus 70 kV en 110 kV worden SF₆-vrije installaties de nieuwe standaard, waarbij momenteel een eerste golf aan SF₆-vrije installaties wordt gecontracteerd. Voor de andere spanningsniveaus verloopt de ontwikkeling trager:

- Het Belgische 36 kV-net is een niet IEC (International Electrotechnical Commission) gestandaardiseerde spanning ($U_f = 40,5$ kV). Constructeurs hebben de ontwikkelingen van de SF₆-vrije schakeltechnologie dan ook op het einde van hun middenspanningsroadmap opgenomen, met als gevolg dat de 36 kV-alternatieven pas tegen ten vroegste 2028 zullen geïntroduceerd worden.
- Het net in andere Europese landen heeft 150 kV zelden als courant spanningsniveau. De SF₆-vrije schakeltechnologie voor 150 kV is dan ook (nog) niet of pas op het einde in de R&D roadmap van de constructeurs opgenomen. Voor deze reden, is vooruitgang sneller te verwachten op 220 kV.

2.2.2.2 Innovatieve projecten voor een meer optimaal en veiliger gebruik van het net

Naast de uitbreidings- en versterkingsprojecten van het net is het voor Elia ook van cruciaal belang om open te staan voor elke gelegenheid om het gebruik van de bestaande infrastructuur te verbeteren. Door bijvoorbeeld de aanpassing van bepaalde processen is het vaak mogelijk om het net dichter tegen de operationele grenzen uit te baten en zo optimaler gebruik te maken van de bestaande infrastructuur en bepaalde investeringen uit te stellen of zelfs te vermijden. Daarom hecht Elia veel belang aan innovatie in de processen voor de exploitatie van het systeem. Naast de technologische en procesmatige oplossingen voor een efficiënter en optimaler gebruik van de bestaande netinfrastructuur die vandaag reeds toegepast worden (zoals beschreven in 2.4.3.1), zijn twee initiatieven, die zich momenteel in de ontwikkelings- en testfase bevinden, en die in meer detail beschreven zijn in het Federaal Ontwikkelingsplan, in dit kader op te merken:

- De toepassing van geavanceerde analyse (advanced analytics) op de dispatchingprocessen om ondersteuning te bieden bij de besluitvorming in complexe situaties, die anders tot gevaarlijke situaties zouden leiden;
- De stabilisering van het dynamisch en harmonisch gedrag van het net door onderzoek en uittesten van de zogeheten omvormers van het type 'grid forming'.

2.3 Drijfveren van de netontwikkeling

Zoals in voorgaande secties toegelicht, dient het investeringsplan voor het Vlaams Gewest een overzicht te geven van de behoeften aan toekomstige transmissiecapaciteit en het bijhorende investeringsprogramma op het plaatselijk vervoernet, om de nagestreefde doelstellingen op Gewestelijk, Nationaal en Europees niveau te bereiken.

Vooraleer met gedetailleerde studies (2.4) te starten, is het belangrijk om een overzicht te verkrijgen van de mogelijke drijfveren achter de systeemnoden en uiteindelijk de investeringsprojecten. Een drijfveer is de achterliggende reden of evolutie waardoor er specifieke ontwikkelingsnoden voor het transmissienet kunnen ontstaan. Elia hanteert vijf clusters van drijfveren, die in deze sectie besproken worden. Dit hoofdstuk geeft een overzicht in vogelvlucht van deze clusters. Vervolgens zal in de volgende sectie toegelicht worden hoe deze drijfveren in een eerste stap vertaald worden in systeembehoeften en in een tweede stap tot investeringsprojecten. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de uitgewerkte infrastructuurprojecten meestal een antwoord bieden op meer dan één van onderstaande drijfveren. Het is ook belangrijk om te melden dat het niet de bedoeling is om een exhaustieve opsomming te geven van alle onderliggende factoren of evoluties.

De 5 clusters van drijfveren zijn:

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

2.3.1 Europese ontwikkeling en bevoorradingzekerheid

De projecten met betrekking tot het faciliteren van de integratie van de markt op Europees niveau, het verbeteren van de bevoorradingzekerheid en het onthaal van (grote) decentrale en gecentraliseerde productie-eenheden, vallen onder het federale niveau en worden daarom in het Federale Ontwikkelingsplan 2024-2034 [ELI-6] meer in detail beschreven.

2.3.2 Duurzaamheid

Zoals beschreven in het jaarlijkse Duurzaamheidsverslag [ELI-4] ondersteunt Elia de **European Green Deal**. Deze cluster bevat dan ook de drijfveren tot ontwikkeling van het transmissienet die voortvloeien uit de ambitie tot het verwezenlijken van de Europese, Nationale en Regionale doelstellingen inzake hernieuwbare energie, klimaat en het koolstofarm maken van de samenleving. Deze cluster bevat natuurlijk een omvangrijke groep aan drijfveren. In de huidige context zijn echter de ontwikkeling van hernieuwbare energie en de elektrificatie van verschillende sectoren de meest relevante. Beide worden hieronder algemeen besproken. In Sectie 0 zal er dieper ingegaan worden op de behoeften die ontstaan ten gevolge van deze evoluties.

ONTWIKKELING VAN HERNIEUWBARE ENERGIE

Het integreren van grote hoeveelheden hernieuwbare energie in het transmissienet is in dit kader één van de meest bepalende evoluties. De ontwikkeling van grote hoeveelheden bijkomende hernieuwbare energie vanuit de Noordzee (voornamelijk wind maar ook andere technologieën zoals drijvende zonnepanelen worden onderzocht), zowel in Belgische wateren

als daarbuiten, zal vooral het Horizontaal systeem (zowel on- als offshore) beïnvloeden. Het Horizontaal systeem wordt in meer detail in het Federaal Ontwikkelingsplan [ELI-6] voorgesteld. De integratie van decentrale hernieuwbare productie gebeurt in België voornamelijk via het verticaal systeem, dat gedeeltelijk in de regionale plannen wordt voorgesteld.

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

Wat het Vlaams Gewest betreft, met name de perimeter van het huidige investeringsplan voor het Vlaams Gewest 2025-2035, zou de ontwikkeling van het plaatselijke vervoernet niet bovenmatig mogen worden beïnvloed door de opkomst van de hernieuwbare energie, tenzij grote projecten worden ontwikkeld die sterk afwijken van de gebruikte geografische spreiding van deze hernieuwbare vormen van energie, zoals door Elia toegelicht en geconsulteerd in het kader van de Taskforce LRIO¹⁴. De decentrale productie van energie dient door het horizontale net geografisch verspreid te worden en vervolgens via het verticale net naar de eindgebruiker te gebracht te worden onder verschillende scenario's. Zo kan er hernieuwbare energie van windturbines gedurende bewolkte dagen op land worden verdeeld of kan er op zonnige dagen energie uit zonnepanelen richting dicht bevolkte gebieden vloeien.

ELEKTRIFICATIE

Zoals ook toegelicht in het Federale Ontwikkelingsplan, is elektrificatie in bepaalde sectoren de juiste aanpak om de Energie Efficiëntie sterk te verhogen en hiermee ook de CO₂-emissies van die betrokken sectoren te beperken. In de huidige context zijn de elektrische voertuigen en warmtepompen de meest bekende voorbeelden, maar ook in bepaalde industriële sectoren kan men een significant potentieel voor elektrificatie terugvinden. Dergelijke evoluties kunnen het elektriciteitsverbruik lokaal sterk doen toenemen en dus ook significante aanpassingen in het elektriciteitsnet, of het operationele beheer hiervan, noodzaken. Waar elektrische voertuigen en warmtepompen in de eerste plaats het verticale systeem zullen beïnvloeden, zal de elektrificatie van de industrie ook een grote invloed hebben op de netuitbouw van het horizontale systeem.

2.3.3 Klanten en distributienetbeheerders

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

¹⁴ Voor meer informatie: [Task Force LRIO](#)

verhoging van de capaciteit op het plaatselijk vervoernet, of in een uitbreiding van het plaatselijk vervoernet.

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

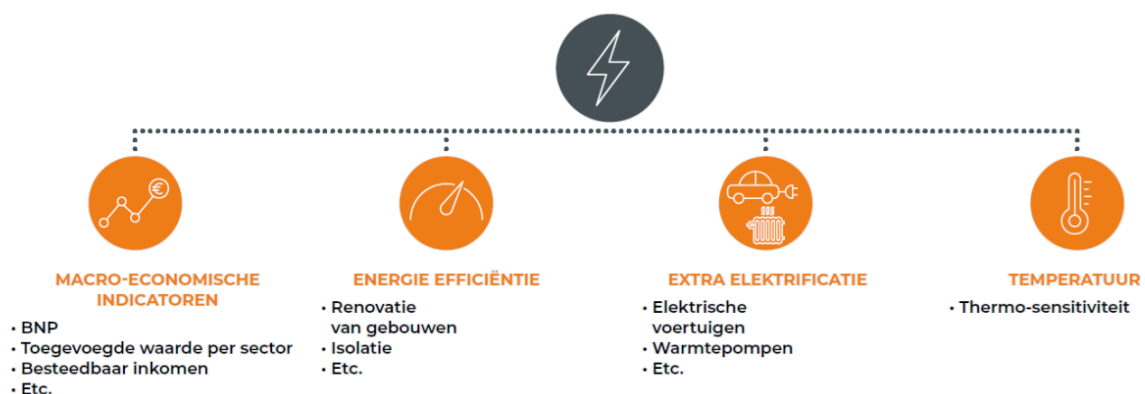
2.3.4 Betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening

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

EVOLUTIE IN HET ELEKTRICITEITSVERBRUIK

Om tijdig te kunnen anticiperen op een toename in het elektriciteitsverbruik, maakt Elia vooruitzichten van het toekomstig elektriciteitsverbruik. De drijfveer elektrificatie, zoals hierboven besproken in het kader van de duurzaamheid, heeft natuurlijk ook een impact op het elektriciteitsverbruik en wordt in deze prognoses mee in rekening gebracht. Gezien het specifieke¹⁵ en disruptieve¹⁶ karakter werd deze echter bij duurzaamheid gecatalogeerd. De drijfveer in deze cluster omvat de algemene evolutie van het elektriciteitsverbruik omwille van bevolkingsgroei of een stijging in economische activiteit, die op Belgisch niveau een meer evolutief¹⁷ karakter hebben.

Figuur 2.7 geeft op schematische wijze een overzicht van de belangrijkste parameters die in dit kader mee in rekening gebracht worden.



Figuur 2.7: Belangrijkste factoren ter bepaling van het elektriciteitsverbruik

- **Macro-economische indicatoren**

¹⁵ Toename in elektrificatie is een rechtstreeks gevolg van de duurzaamheidsambities van Europa.

¹⁶ Er wordt een grote stijging verwacht in een beperkte tijd, waarna een stabilisatie zal optreden.

¹⁷ Langzamere en minder plotse veranderingen

Een toename van de bevolking of van de economische activiteit, zoals het ontwikkelen van nieuwe industriezones, zal het elektriciteitsverbruik beïnvloeden. Een verhoging van de welvaart in bepaalde regio's heeft doorgaans ook tot gevolg dat het elektriciteitsverbruik toeneemt.

- **Temperatuur**

Dit verwijst naar het feit dat het elektriciteitsverbruik afhankelijk is van de omgevingstemperatuur of thermo-sensitief. In een jaar met veel koudegolven bijvoorbeeld, zal het elektriciteitsverbruik in de winter aanzienlijk hoger zijn dan andere jaren. Dergelijke uitzonderlijke fenomenen worden in de vooruitzichten gecorrigeerd, om ervoor te zorgen dat er de investeringsbeslissingen rekening houden met de (on)waarschijnlijkheid van dergelijke gebeurtenissen.

- **Energie efficiëntie**

Een toenemende graad van energie efficiëntie door meer efficiënte verlichting, betere isolatie van woningen, etc., ... zal het elektriciteitsverbruik doen afnemen.

MODERNISERING VAN VEROUDERDE UITRUSTINGEN

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

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

Het is belangrijk om te begrijpen dat “veroudering” veel verder reikt dan louter slijtage. Het gaat hier om een uitrusting die niet meer optimaal functioneert in zijn omgeving, waardoor aanzienlijke risico's kunnen ontstaan op het gebied van betrouwbaarheid van de (lokale) energievoorziening (bijvoorbeeld na de faling van een uitrusting). In de sectie 2.4.2.3, wordt er toegelicht hoe Elia bepaalt wanneer een toestel “verouderd” is. De systeembehoeften die hieruit volgen zullen verduidelijkt worden in 3.3.

Een andere belangrijke evolutie in dit kader is het omgaan met de gevolgen van klimaatverandering oftewel fysieke klimaatrisico's. Fysieke klimaatrisico's vallen onder twee categorieën: chronische en acute. Op basis van de beste klimaatscenario's die vandaag de dag beschikbaar zijn, heeft een kwetsbaarheidsbeoordeling van onze activiteiten

plaatsgevonden. Deze benadrukten de mogelijks schadelijke effecten van hittegolven, koudegolven, stormen, droogte en bosbranden op de netinfrastructuur. Al deze verschijnselen behoren tot acute fysieke risico's.

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

Naar aanleiding van de overstromingen van juli 2021 liep er ook een risicoanalyse. Deze resulteerde in een beter zicht op de overstromingsrisico's in de verschillende onderstations van Elia, en pragmatische maatregelen die als doel hebben de veerkracht van de bestaande en toekomstige infrastructuur te verhogen. Deze analyse wordt toegelicht in paragraaf 2.5.2.



Figuur 2.8: Overstroming van een hoogspanningspost ten gevolge van de extreme regenval in juli 2021

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

klimaatbestendigheidproblemen aan te pakken en de risico's van klimaatveranderingen onder controle te houden.

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

2.3.5 Functionele en technologische conformiteit

Een **evolutie in de wetgeving of ambities** op het vlak van milieubescherming, van de veiligheid van personen, beveiliging van de hoogspanningsposten, autonomie na zware incidenten (6.57.2), kan ertoe leiden dat Elia haar installaties dient aan te passen of vroegtijdig dient te vervangen. Zo werden in het verleden transformatoren met askarel-olie (PCB) vervangen en loopt momenteel een project om alle transformatoren systematisch te voorzien van een olieopvangkuip.

Onder deze cluster worden verder ook de evoluties gecatalogeerd die optreden in de wereld van de **datacommunicatie** (6.57.3). Een performante uitwisseling van gegevens is immers fundamenteel voor een betrouwbare uitbating van het net en een goede werking van de beveiligingsapparatuur.

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



Om coherentie met het federaal ontwikkelingsplan en andere regionale plannen te behouden werden er sinds het vorige Investeringsplan voor het Vlaams Gewest 2022-2032 nieuwe drijfveren voor de investeringsprojecten gedefinieerd. De coherentie tussen de drijfveren uit het vorige investeringsplan naar deze uit het voorliggend plan wordt hieronder toegelicht.

Onthaal van centrale productie	Klanten en distributienetbeheerder
Klanten en DSO's	
Evolutie elektriciteitsverbruik	Betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening
Vernieuwing verouderde uitrustingen	
Wetgeving	Functionele en technologische conformiteit
Efficiëntere benutting of beheer net	
RES & Decentrale productie	Duurzaamheid

2.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net

De projecten van het investeringsplan zijn afgestemd op toekomstige behoeften volgende uit de drijfveren zoals toegelicht in 2.3. Deze liggen ook in de lijn met de desbetreffende strategische doelstellingen van Europa, België en de gewesten. Ongeacht of het gaat om projecten inzake hernieuwbare energiebronnen, vervanging van verouderde uitrustingen of de evolutie van het verbruik, zijn de projecten van dit plan gedefinieerd op basis van een methodologie die verloopt in 4 opeenvolgende stappen.



Figuur 2.9: Identificatieproces van de projecten van het investeringsplan

De link met de drijfveren, zoals besproken in voorgaand hoofdstuk is niet altijd één-op-één te maken met de bovenstaande stappen. Een groot deel van de evoluties in de drijfveren worden rechtstreeks in de scenario's verwerkt, en op die manier meegenomen. Andere drijfveren worden rechtstreeks behandeld in de tweede stap "behoefte detectie".

2.4.1 Scenario's als mogelijke toekomst van het energiesysteem

In een eerste stap worden **verhaallijnen** voor de scenario's uitgewerkt. Scenario verhaallijnen beschrijven in kwalitatieve termen hoe het Belgische elektriciteitssysteem er in de toekomst uit kan zien. De verhaallijnen definiëren aldus de overkoepelende principes, regels en thema's voor dewelke de scenario's in detail worden uitgewerkt. Ze bepalen het kader en de ambities binnen dewelke de scenario's verder dienen te worden uitgewerkt. Het uitwerken van de verhaallijnen houdt rekening met de Europese, Belgische en gewestelijke doelstellingen.

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

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

Er wordt steeds met een set aan hypothesen gewerkt die afgestemd zijn met het brede publiek en die gebaseerd zijn op recente wetgeving, recente studies en algemeen de evoluties en aanpassingen in macro- (en micro-) economische trends.

2.4.2 Behoeftendetectie

Na het uitwerken van alle details van deze scenario's, voert Elia studies uit teneinde een gedetailleerde raming te bepalen van de behoeften aan **toekomstige capaciteit**, aan maatregelen die nodig zijn om de **dynamische stabiliteit** van het systeem in toekomstige situaties te garanderen en aan **vervanging of aanpassing van verouderde uitrustingen**. Alhoewel deze behoeftendetectie in zijn globaliteit de noden volgende uit de drijfveren zoals beschreven in 2.3 omvat, dient opgemerkt te worden dat de studies hieronder beschreven meerdere drijfveren kunnen omvatten.

De volgende studies gebeuren periodiek:

1. **Netstudies van de vermogensstromen** (of "loadflowstudies") tonen aan waar er "congesties" dreigen te ontstaan en de transmissiecapaciteit van het net, onder het beschouwde scenario, dus onvoldoende dreigt te zijn;
2. **Studies van systeemstabiliteit** tonen aan welke stabiliteitsrisico's er kunnen optreden en hoe deze moeten worden aangepakt. Gezien het overkoepelend karakter van deze nood, wordt deze studie voor het geheel van het volledige Belgische net uitgevoerd. Meer informatie over deze studie en nood kan worden teruggevonden in het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 [ELI-6], in secties 3.4 en 3.5;
3. Modellen voor de **conditie en de prestatie van de uitrustingen** (veiligheid en betrouwbaarheid) geven aan welke uitrustingen aan vernieuwing, aanpassing of versterking toe zijn.

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

2.4.2.1 Netstudies van de vermogensstromen

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

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

gedetailleerde verdeling van de elektriciteitsstromen in het interne netwerk, voor het Verticale systeem uit te rekenen.

Belangrijk in deze fase is dat er ook **verschillende nettoestanden** onderzocht worden. Bij de berekening van marktevenwichten, wordt er immers uitgegaan van een “ideaal net”, of met andere woorden de situatie waarin alle voorziene netelementen en productie-eenheden beschikbaar zijn. In de realiteit zullen er zich andere situaties voordoen, zoals onderhoud, incidenten, extreme weersomstandigheden, etc., ... Aangezien het elektriciteitssysteem hierop voorbereid dient te zijn, worden de volgende verschillende nettoestanden bijvoorbeeld ook steeds onderzocht voor alle representatieve gevallen¹⁸:

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

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

Indien uit deze analyse bijvoorbeeld blijkt dat de transmissiecapaciteit van het elektriciteitsnet op bepaalde punten in de toekomst niet meer dreigt te volstaan, spreken we van **knelpunten of congesties**. Een dergelijke congestie geeft aan dat er op dat punt een behoefte is waarvoor er een structurele oplossing moet worden uitgewerkt. Dit wordt behandeld in sectie 2.4.3.

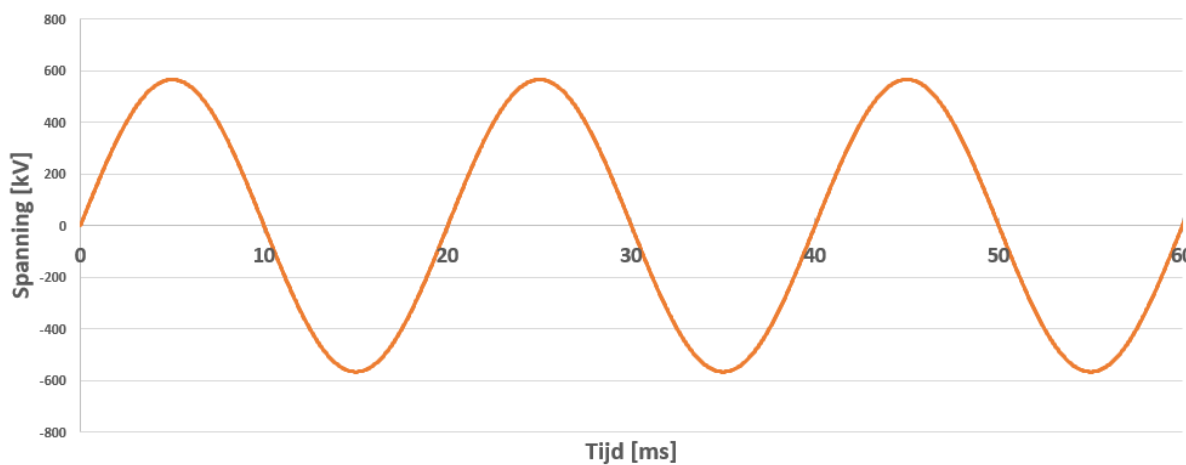


2.4.2.2 Studies van systeemstabiliteit

De loadflowstudies behandelen het gedrag van de spanningen en de stromen in het elektriciteitssysteem in een stabiele situatie. Stabiel betekent dat alle spanningen en stromen

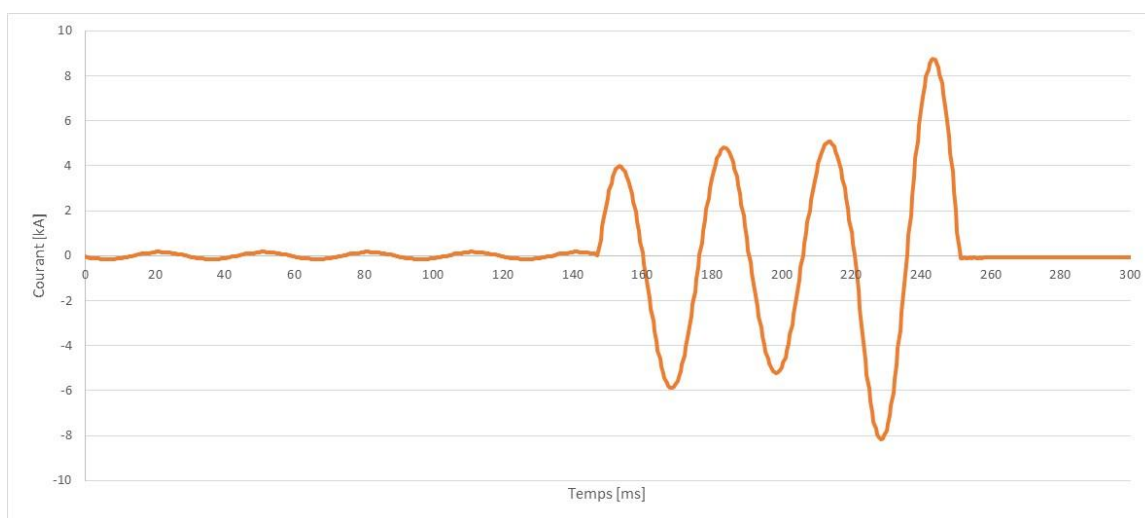
¹⁸ Deze lijst is niet exhaustief, maar geeft enkele duidelijke voorbeelden weer.

gedurende een onbepaalde tijd een mooie golfvorm op 50 Hertz vertonen en dat de grootte hiervan binnen bepaalde grenzen blijft. Figuur 2.10 toont een illustratie hiervan.



Figuur 2.10: Voorbeeld van een stabiele lijnspanning van 50 Hertz

Er is echter een uitgebreid bereik aan fenomenen bekend, die de spanningen en stromen in het elektriciteitssysteem doen afwijken van deze ideale vorm. Zo kan het uitvoeren van bepaalde schakelingen in het net (in of uit dienst nemen van bepaalde elementen) of het optreden van een kortsluiting, een mogelijke oorzaak zijn. Deze fenomenen worden bestudeerd door middel van een pakket aan verschillende specifieke studies. Het zou in het kader van het investeringsplan te ver leiden om deze fenomenen in detail toe te lichten. Enkele die specifieke aandacht verdienen worden echter in het Federale Ontwikkelingsplan 2024-2034 [ELI-6] toegelicht.



Figuur 2.11: Voorbeeld van verstoorde stroom als gevolg van een kortsluiting. Na het verhelpen van de kortsluiting is de stroom 0 kA.

2.4.2.3 Modellen voor de conditie en de prestatie van de uitrustingen

De Belgische elektriciteitstransmissie-infrastructuur is één van de meest betrouwbare van Europa. Deze performantie is onder meer te danken aan een geoptimaliseerd beheer van de netuitrustingen waarbij alle fasen van hun levenscyclus in aanmerking worden genomen.

Grid Availability

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

Berekeningsmethode

Onshore Availability = $1 - \frac{AIT \text{ (intern Elia + intrinsiek risico)}}{[\# \text{ minuten in het jaar}]}$

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

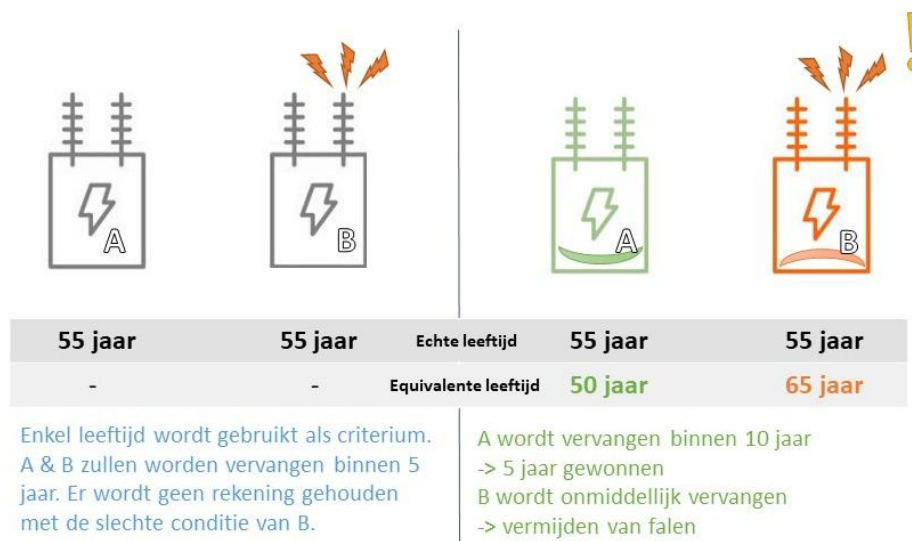
	2021	2022	2023	2024
Onshore availability at connection points	0,999996	0,999996	0,999994	0,999998

Een dergelijk beheer is slechts mogelijk als de evolutie van de conditie en de prestatie van elke netuitrusting kan worden ingeschat, zodat kan worden bepaald vanaf wanneer een uitrusting verouderd is. Het is belangrijk om te begrijpen dat “veroudering” veel verder reikt dan louter slijtage. Het gaat hier om een uitrusting die niet meer optimaal functioneert in zijn omgeving, waardoor aanzienlijke risico’s kunnen ontstaan op het gebied van betrouwbaarheid van de (lokale) energievoorziening (bijvoorbeeld na de faling van een uitrusting) en/of de functionele en technologische conformiteit (2.3.4, 2.3.5).

Naarmate een type van netuitrusting langer in operationeel gebruik is, neemt de kennis erover toe en verbetert het performantiemodel. Het doel van deze aanpak is om een goed beeld te krijgen van de werkelijke conditie van de uitrustingen om op basis hiervan beslissingen te nemen en niet enkel op basis van leeftijd. Zo kunnen voor een bepaalde familie van uitrustingen algemene trends worden gedetecteerd die aanwijzingen geven over de werkelijke levensduur van deze familie. Deze werkelijke levensduur kan zowel langer als korter zijn dan de theoretische, door de constructeur aangegeven, levensduur. Deze werkelijke levensduur is het resultaat van een uitgebreide risico inschatting waarin de toekomstige risico’s, jaar na

jaar, ten gevolge van het niet naar behoren functioneren van de uitrustingsfamilie in kwestie afgewogen worden t.o.v. de bevoorradingszekerheid of veiligheid.

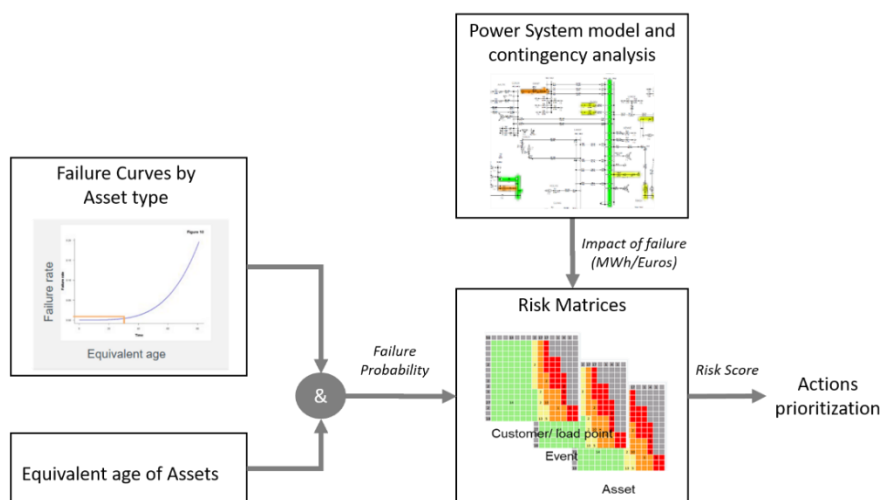
Op basis van de werkelijke levensduur kan dan voor elke uitrustingsfamilie de ideale timing voor buitengebruikstelling uitgewerkt worden. Voor sommige uitrustingen zal deze analyse resulteren in een vervangingsprogramma (of buitengebruikstelling), voor anderen kan er ook gekozen worden voor grotere aanpassingen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



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

Figuur 2.12: Tijdsgebaseerd versus toestandsgebaseerd beheer van uitrustingen

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



Figuur 2.13: Toekomstig risico-gebaseerde besluitvorming voor het beheer van buitengebruikstelling of vervanging van uitrustingen

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

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

2.4.3 Uitwerking van de oplossingen

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

2.4.3.1 Maximaal benutten van bestaande Infrastructuur

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

Door de beschikbaarheid van steeds meer gegevens is het ook op het softwarematig vlak mogelijk om verdere optimalisaties door te voeren. Elia onderzoekt actief het gebruik van artificiële intelligentie voor verschillende toepassingen, zoals het optimaliseren van de spanningshuishouding op het Elia net of het nemen van topologische maatregelen.

Hiernaast bestaat er ook de mogelijkheid om op het vlak van “hardware” bepaalde acties uit te voeren. Zo past Elia, waar mogelijk en zinvol, het gebruik van “**Dynamic Line Rating (DLR)**” toe op de bovengrondse lijnen die bijna verzadigd zijn. Dit maakt het mogelijk om hun reële transportcapaciteit beter in te schatten, in functie van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau (vandaar “dynamisch”). Een gelijkaardig systeem, genaamd Real Time Thermal Rating (RTTR), wordt toegepast bij ondergrondse kabels, waar de momentane (over)belastbaarheid van de kabels uitgerekend wordt in functie van temperatuur, voorgaande belasting, etc.

Bovendien wordt bij de exploitatie van het netwerk rekening gehouden met curatieve acties, gebaseerd op gevalideerde tijdelijke overbelastbaarheid van netwerkelementen, teneinde de infrastructuur optimaal te gebruiken. Boven deze grenzen kunnen automatismen ook worden gebruikt als snelle curatieve acties voor grotere maar kortere overbelastbaarheid.

2.4.3.2 Ontwikkelen van nieuwe producten en diensten

Er werden in het verleden reeds verschillende producten en diensten ontwikkeld, soms in samenwerking met de distributienetbeheerders, om aan de noden van de netgebruikers te beantwoorden en tegelijkertijd rekening te houden met de noden horende bij het beheer van het systeem.

Een eerste voorbeeld betreft het principe van **flexibele nettoegang** op het plaatselijk vervoernet: dit type toegang werd in het verleden reeds toegepast voor de aansluiting van productie-eenheden onder het “Aansluiting met Flexibele Toegang” (AmFT) product. Bij dergelijke flexibele aansluitingen in de meeste gevallen wordt toegelaten dat deze te allen tijde kunnen injecteren in het net. Doch, in enkele minder voorkomende gevallen, moet hun injectieniveau op vraag van de netbeheerders worden beperkt om congestie van het net te vermijden. Bij een vorige herziening van het Technisch Reglement werd de mogelijkheid tot flexibele aansluitingen via AmFT geschrapt, waardoor er momenteel geen nieuwe eenheden met een flexibele nettoegang worden aangesloten. Elia werkt op heden wel samen met de betrokken overheden, regulatoren en stakeholders aan een (nieuw) kader voor flexibele nettoegang. Een publicatie van het herziene Energiedecreet met de integratie van dergelijk kader wordt verwacht in 2026. Meer toelichting hierover wordt gegeven in hoofdstuk 4.4.1.

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

Bij de nieuwe publicatie van de Adequacy and Flexibility-studie voor België met horizon 2026–2036 [ELI-1], werd een vergelijking gemaakt met de eerder gepubliceerde studie voor de

periode 2024–2034. Doel was om het verwachte potentieel en de effectieve realisatie van residentiële flexibiliteit te analyseren. Uit de vergelijking bleek dat, hoewel de groei van assets zoals elektrische voertuigen, warmtepompen en residentiële batterijen sneller verloopt dan oorspronkelijk voorspeld, het daadwerkelijk ontgrendelde flexibiliteitspotentieel lager ligt dan initieel verwacht.

Tenslotte kan systeemflexibiliteit, mits de juiste randvoorwaarden, een volwaardig alternatief vormen voor bepaalde netinvesteringen in plaats van louter een tijdelijke oplossing te zijn bij het versnellen van aansluitingen. Dit biedt de mogelijkheid om ingrijpende en kostelijke netversterkingen te vermijden of uit te stellen, wanneer een beperkte aanpassing in netgebruik al volstaat om het probleem op te lossen. Zo wordt toepassing van flexibiliteit voor congestiebeheer een maatschappelijk verantwoorde en kostenefficiënte keuze binnen het 'energie-efficiëntie eerst' principe. Hier wordt verder op in gegaan in paragraaf 4.4.2.

Er dient te worden opgemerkt dat het opzetten van deze systemen en concepten geen eenmalige oefening is, maar wel een iteratief en continu proces waarbij Elia voortdurend werkt aan de verbetering en integratie van de bestaande concepten en systemen.



2.4.3.3 Ontwikkelen van een versterking of uitbreiding van het transmissienet.

Indien bovenstaande opties onvoldoende blijken, zal een versterking of uitbreiding van het plaatselijk vervoernet onderzocht worden. Er zal steeds getracht worden om de projecten zodanig te definiëren zodat ze op de meest efficiënte doch toekomstbestendige manier een antwoord bieden aan meerdere behoeften. Hierbij is het belangrijk te vermelden dat de netbeheerder erop toeziet dat de totale lengte van het bovengrondse transmissienet niet toeneemt (standstill-principe). Het uiteindelijke ontwerp vergt steeds een detailanalyse per project waarbij meerdere mogelijke oplossingsvarianten vergeleken worden op basis van de elementen weergegeven in Figuur 2.14.

Veiligheid

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

Betrouwbaarheid

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

Robuustheid

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

Economische efficiëntie

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

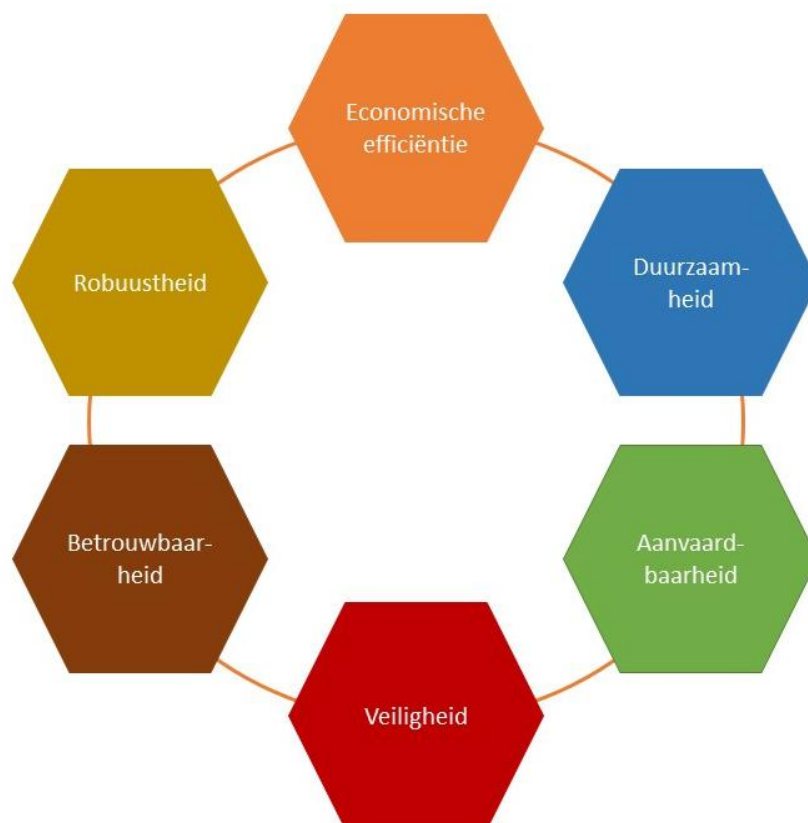
Duurzaamheid

De milieu- en klimaatimpact van de uit te voeren oplossingen wordt zo veel mogelijk beperkt. Elia tracht, ongeacht de eventuele verplichting om een milieueffectenstudie op te maken, de impact van al haar installaties op de mens, de natuur, het klimaat en het landschap zoveel mogelijk te beperken. In eerste instantie door negatieve effecten te vermijden via een

doordacht projectontwerp en in tweede instantie door de gevolgen voor het leefmilieu trachten te compenseren en/of te milderen. Om dit optimaal uit te kunnen werken wordt gewerkt volgens een duidelijke communicatie- en participatie-aanpak. (2.5.3.1).

Aanvaardbaarheid

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



Figuur 2.14: Evaluatie van mogelijke oplossingen

2.4.4 Dynamische programmering van de investeringen

De verzameling van het geheel aan investeringskandidaten en investeringsprojecten, in verschillende fasen van realisatie zoals toegelicht in Bijlage 0, wordt aangeduid als projectportefeuille. Deze portefeuille omvat projecten die reeds geruime tijd gekend zijn en die dankzij lange-termijn vooruitzichten werden geïdentificeerd. Daarnaast bevat de portefeuille ook projecten die inspelen op recent geïdentificeerde behoeften (snelle toename van het verbruik, defecte uitrusting, aansluiting van een netgebruiker enz.). Het doel van deze paragraaf (en Bijlage 7.1) is om meer inzicht te bieden in het praktisch beheer van deze

portefeuille en hoe Elia de planning van de in deze portefeuille opgenomen projecten beheert. Gezien het verschil in maturiteit tussen projecten op een korte termijn (horizon 3 jaar) en de projecten op een lange termijn (horizon 4-10 jaar), is er een verschil in aanpak tussen projecten die tot de eerste cluster behoren en projecten die tot de tweede cluster behoren.

Projecten met indienststellungsdatum tussen 2025 en 2028

Investeringsprojecten binnen de projectportefeuille waarvan de weergegeven indienststellungsdatum valt in de periode 2025-2028 zijn concreet en in detail uitgewerkt en kunnen niet meer beïnvloed worden door het “Dynamisch Portfolio Beheer”. De uitvoering verloopt volgens een uitgewerkte planning, waarbij de werkzaamheden al gestart kunnen zijn. Elia engageert zich ertoe om, voor de projecten die in het huidige Investeringsplan zijn opgenomen, de vooropgestelde timing voor de komende drie jaar te respecteren.

Er dient in de uitvoering wel rekening gehouden te worden met beperkende of nadelige externe factoren en/of risico's die zich kunnen voordoen buiten de redelijke controle van Elia, wat terdege gemotiveerd en geëvalueerd zal worden in het volgende Investeringsplan.

Deze factoren kunnen bijvoorbeeld betrekking hebben op het niet tijdig verkrijgen van vergunningen, bezwaren of acties van derden tegen de uitvoering van investeringen, beperkingen in de toeleveringsketen of onvoorziene omstandigheden die de veilige en verantwoorde uitvoering van de werken kunnen verhinderen.

Projecten met indienststellungsdatum na 2028

Voor projecten binnen de projectportefeuille waarvan de weergegeven indienststellungsdatum valt in de periode na 2028 zijn de weergegeven indienststellungsdata streefdata.

Gezien de vele onzekerheden kan de actuele planning van dergelijke projecten aanzienlijk beïnvloed worden door factoren op projectniveau, zoals een verdere concretisering in de maturiteit en scope van de betrokken projecten, de timing van het verkrijgen van noodzakelijke vergunningen en de capaciteit van de toeleveringsketen. Daarbovenop spelen ook factoren op portefeuilleniveau een rol, zoals gewijzigde prioriteiten vanuit het distributienet (zoals gecommuniceerd door de distributienetbeheerder), nieuwe of geannuleerde klantenaanvragen, snellere of tragere concretisering van onderliggende hypothesen, veranderende politieke ambities, en aanpassingen in het wettelijke kader.

Om hier adequaat op in te spelen, is een regelmatige herziening van de projectportefeuille noodzakelijk d.m.v. het dynamisch portfolio beheer. Indien nodig dient de portefeuille herschikt te worden, waarbij de onderlinge prioriteit tussen projecten wordt afgewogen om het evenwicht en de doelstellingen te behouden. De wijzigingen zullen het voorwerp uitmaken van een motivatie in het licht van de voormelde factoren, in het volgende investeringsplan.



Figuur 2.15: Dynamisch beheer van de projectportefeuille

2.5 Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia

Als transmissienetbeheerder handelt Elia in het belang van de maatschappij en is aldus toegewijd om bij te dragen aan een duurzame economie en samenleving. Elia draagt via haar activiteiten niet enkel bij aan de elektriciteitsbevoorrading van het land en de energietransitie, maar voert deze activiteiten uit met maximale aandacht voor de omwonenden, lokale partners, de belanghebbenden in het algemeen, de omgeving en het klimaat. De ambities van Elia op het vlak van duurzaamheid en de concrete maatregelen, zowel preventief als curatief, die hieruit volgen, worden uitgebreid toegelicht in het jaarlijkse duurzaamheidsverslag [ELI-4].

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

2.5.1 Tegengaan van klimaatverandering

Het tegengaan van de klimaatverandering, zoals toegelicht in Sectie 2.2 beïnvloedt het werkingsgebied van Elia op twee manieren. Enerzijds dient Elia in zijn hoedanigheid als netbeheerder de verduurzaming van de energiesector te faciliteren en het plaatselijk vervoernet hiervoor tijdig voor te bereiden, zoals bijvoorbeeld de integratie van hernieuwbare energie en verdere elektrificatie. Dit laatste maakt intrinsiek deel uit en is een bepalende drijfveer van het voorliggende investeringsplan Vlaams Gewest.

Anderzijds brengen de dagelijkse activiteiten voor het uitbaten en onderhouden van het transmissienet ook CO₂-emissies (of equivalent) met zich mee. Deze zijn gelinkt aan mobiliteit, verbruik in kantoorgebouwen, verbruik in onderstations en het vrijkomen van SF₆ gas. Elia is geëngageerd om ook in deze activiteiten bij te dragen tot reductie van CO₂-emissies (of equivalent).

In een eerste fase wordt onder andere gefocust op maatregelen voor mobiliteit (elektrificatie, openbaar vervoer...) en het eigen verbruik in kantoren en onderstations (energie efficiëntie, hernieuwbare energie...). Voor deze activiteiten zijn er concrete doelen gesteld tegen 2030, zoals bijvoorbeeld het reduceren van de CO₂-emissies gelinkt aan mobiliteit met 90%. Daarnaast werkt Elia aan een stappenplan om op termijn het gebruik van SF₆-gas, een krachtig broeikasgas met GWP van bijna 24.000¹⁹, in zijn hoogspanningsinstallaties te beperken. Gezien deze potentiële impact is er wereldwijd een beweging gaande om alternatieven voor SF₆-gas te ontwikkelen. Binnen 2.2.2.1 wordt een toelichting gegeven van de stand van zaken m.b.t. onderzoek naar alternatieven voor SF₆-gas. Tevens is Elia geëngageerd om het SF₆ lekpercentage beneden 0,25% te houden.

Voor de emissies die betrekking hebben op het beheren van het net (netverliezen, evenwichtsbeheer van actief en reactief vermogen van het Belgische LFC-blok, congestiebeheer van de lijnen/kabels) is het doel om tegen 2040 CO₂-neutraliteit te bereiken. Aangezien een juiste interpretatie van de netverliezen belangrijk is in het kader van de energietransitie is een nadere toelichting hiervan opgenomen in de volgende paragraaf.

In het algemeen is CO₂ (en zijn equivalenten) reeds een belangrijke parameter in het beslissingsproces van Elia en zal het gewicht van deze parameter in de komende jaren nog verder toenemen. Elia wenst zowel in zijn rol als netbeheerder en de verduurzaming van de energiesector als in zijn dagelijkse activiteiten haar CO₂ impact te doen dalen door de CO₂ voetafdruk expliciet te integreren in al zijn beslissingen.

Netverliezen

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

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

- **De gebruikte technologie**

¹⁹ Dit betekent dat de uitstoot van 1 ton SF₆ hetzelfde effect heeft op de opwarming van de aarde als ~24.000 ton CO₂

Aan de ene kant zijn er de technologische evoluties binnen reeds gekende uitrustingen, zoals bijvoorbeeld transformatoren. Door middel van technologische vooruitgang is het mogelijk om de energie-efficiëntie van nieuwe toestellen te verhogen. Aan de andere kant kunnen er nieuwe technologieën opduiken. Deze kunnen meer of minder interne verliezen hebben dan reeds gekende technologieën.

- **Het spanningsniveau**

Bij eenzelfde vermogen zal een hoger spanningsniveau ervoor zorgen dat de stroom in de geleiders kleiner is. Hierdoor zullen de netverliezen dalen.

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

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

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

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

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

Om een belasting met een vermogen van 1 GW (of 1.000.000.000 W) te voeden, zal bij een spanning van 500 kV (of 500.000 V), er een stroom vloeien van 2 kA (of 2000 A). Bij een spanning van 250 kV (of 250.000 V) zal de stroom 4 kA (of 4000 A) bedragen.

Het verlies in de verbinding kan men berekenen door

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

Indien de verbinding een weerstand heeft van 1 Ohm, zal er bij de hoge spanning een verlies zijn van 4 MW (4.000.000 W) en bij de lagere spanning een verlies van 16 MW (16.000.000 W).

- **Het te transporteren vermogen;**

Bij constante spanning zal een hoger te transporteren vermogen aanleiding geven tot een hogere stroom en aldus tot hogere verliezen.

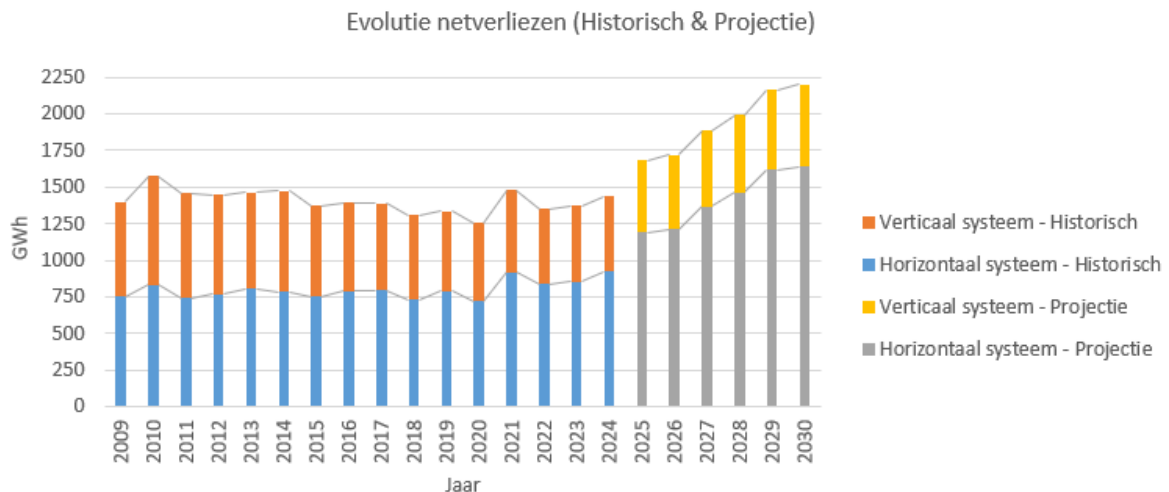
- **De afstand over dewelke het vermogen dient getransporteerd te worden;**

Des te langer de verbinding, des te hoger de elektrische weerstand en des te hoger de verliezen.

- **De locatie van de centrales;**

Indien de opwekking van elektriciteit gebeurt op een afgelegen plaats, zoals bijvoorbeeld bij de offshore hernieuwbare energie, dan moet dit vermogen over een langere afstand getransporteerd worden, wat hogere verliezen met zich meebrengt.

Elia berekent systematisch de verwachte evolutie van de netverliezen op het Belgische hoogspanningsnet en maakt daarbij een onderscheid tussen het Horizontale systeem (Belgische deel van het Europees geïnterconnecteerde 380 kV net) en het Verticale systeem (Regionale netten op lagere spanningsniveaus). Dit is zichtbaar in Figuur 2.16.



Figuur 2.16: Evolutie van de netverliezen voor het Belgische horizontale en verticale systeem

In het Horizontale systeem is een stijging van de netverliezen waar te nemen. De integratie van grote hernieuwbare productieclusters, zoals offshore windparken, in het elektriciteitssysteem leidt tot hogere elektriciteitsstromen over grotere afstanden getransporteerd moeten worden over het horizontale net. Dit kan bijkomend ook leiden tot extra transitfluxen²⁰ op het verticale net. Dit effect worden echter grotendeels gemitigeerd door een verdere uitsplitsing van de regionale netten.

Om deze integratie mogelijk te maken en de bijhorende stromen te transporteren, zet Elia sterk in op het zo efficiënt mogelijk gebruik maken van reeds bestaande infrastructuur (2.4). Dit gebeurt bijvoorbeeld door het toepassen van hoogperformante geleiders, dwarsregeltransformatoren, ... Toepassing van deze technologieën heeft een stijging van de netverliezen, op niveau van de uitrustingen, tot gevolg. Ook het effect van de stapsgewijze integratie van de offshore windenergie op het totaal van de verliezen is duidelijk zichtbaar.

De CO₂-uitstoot die gelinkt is aan deze netverliezen wordt bepaald door samenstelling van het productiepark en dient, gezien de geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt, geëvalueerd te worden op een Europese schaal.

²⁰ Transitfluxen zijn energiestromen op een lager spanningsniveau doordat er regionale netten zijn doorverbonden. Hierdoor kunnen fluxen op het 380 kV-net deels via de lagere spanningsniveaus doorstromen. Om dit ongewenst effect een halt toe te roepen, worden regionale netten meer uitgesplitst, waardoor het parallel pad aan de 380 kV corridors onderbroken wordt en deze transitfluxen zich dus niet meer kunnen voordoen.

Ondanks bovenstaande evoluties, **blijft de integratie van grote hernieuwbare productieclusters in het energiesysteem de juiste hefboom om de CO₂-emissies gelinkt aan netverliezen te beperken.** Een te grote nadruk op een rechtstreekse reductie van netverliezen brengt immers ongewenste effecten met zich mee, zoals een vertraging van de integratie van hernieuwbare energie en zou zelfs kunnen leiden tot meer infrastructuur dan nodig: meer verbindingen doen de weerstand en de bijhorende verliezen immers dalen.

In de evaluatie van **nieuwe transmissie-infrastructuur** is het dan ook belangrijk om steeds het systeemperspectief te bekijken en de impact op de netverliezen steeds te combineren met de impact op **de CO₂-emissies** door de realisatie van deze nieuwe infrastructuur. Een nieuwe verbinding kan immers netto de netverliezen verhogen, maar kan wel degelijk een significant netto reducerend effect hebben op CO₂-emissies door de integratie van grote hoeveelheden hernieuwbare energie.

Het reduceren van de netverliezen op zich is geen drijfveer voor de ontwikkeling van het transmissienet, gezien een te nauwe focus kan leiden tot averechtse effecten en de integratie van hernieuwbare energie zelfs kan vertragen. In de evaluatie van nieuwe transmissie-infrastructuur is het belangrijk om steeds het systeemperspectief te bekijken en de impact op de netverliezen steeds te combineren met de impact op de CO₂-emissies dankzij de realisatie van deze nieuwe infrastructuur.

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

Alhoewel een stijging van de netverliezen dus een te verwachten evolutie is in de toekomst tracht Elia wel om, waar verantwoord, de netverliezen gelinkt aan transmissie-infrastructuur zoveel als mogelijk te beperken. Zo neemt Elia voor nieuwe toestellen de energie-efficiëntie van het toestel mee als evaluatieparameter voor de finale keuze van de leverancier. Tevens streeft Elia naar hogere spanningsniveaus en het afbouwen van lagere spanningsniveaus. Een vervanging van het 70 kV net door een 150 kV net heeft een significante impact op het reduceren van verliezen. De verliezen dalen tot circa een kwart voor dit beschouwde 70 kV net.

Tenslotte is het ook belangrijk om op te merken dat transmissienetbeheerders reeds in het verleden een effectief beheer uitvoerden van de netverliezen. Een rapport van de CEER²¹ toont dit ook aan, aangezien hierin vermeld wordt dat de verliezen in het transmissienet reeds laag zijn in Europese landen: tussen 0,5 en 3%²².

²¹ Council of European Energy Regulators

²² CEER, *2nd CEER Report on Power Losses*, Ref: C19-EQS-101-03, 23 March 2020, p.7.

Energie efficiënte onderstations

Het energieverbruik van de gebouwen in meer dan 400 onderstations is een belangrijk aandachtspunt in de strategie van Elia om klimaatneutraal te zijn tegen 2030. De acties die Elia onderneemt m.b.t. het verbeteren van de energie-efficiëntie van dit groot aantal gebouwen wordt toegelicht in sectie 4.4. Het efficiënt omgaan met energie hangt ook af van de dagdagelijkse acties van onze ploegen en mensen op het terrein.

2.5.2 Een weer- en klimaatbestendig net

Elia beheert diverse risico's voor zijn hoogspanningsnet. Eén type van deze te beheren risico's zijn deze die voortkomen uit klimaatverandering. Klimaatverandering gaat immers niet alleen gepaard met een stijging van de jaargemiddelde globale temperatuur (zoals beschreven in 2.2.1), maar potentieel ook met steeds extremere en vaker voorkomende weerfenomenen. Aanpassing van de netinfrastructuur, en de manier van werken, aan de klimaatverandering is geïntegreerd in Elia's Act Now-programma dat de ambities van Elia op het gebied van duurzaamheid regelt [ELI-7].

Specifiek voor de risico's met betrekking tot klimaatverandering werd in 2023 door klimaatexperten een studie uitgevoerd om voor Elia geschikte klimaatparameters voor extreme scenario's uit te werken op basis van de op dat ogenblik best beschikbare informatie. Hierop volgend werden door Elia de potentiële risico's voor de door haar beheerde netten geïdentificeerd. Elia identificeert vijf potentiële gevaren die een mogelijk risico voor haar kunnen betekenen met betrekking tot klimaatverandering: overstromingsgevaar, intense winden, koude & winter-incidenten, bosbranden en hittegolven. Uit de analyse volgden echter geen urgente acties, wel werden gekende risico's opnieuw aangestipt en werd het huidige beleid bevestigd.

2.5.2.1 Overstromingsrisico

Gezien het uitzonderlijke karakter van overstromingen wordt uitsluitend rekening gehouden met het netrisico, met name het voorkomen van een uitschakeling van de installatie. Recente hoogspanningssites zijn bovendien zo ontworpen dat een beperkte overstroming tot 50cm mogelijk is. Elia heeft een risico-analyse uitgevoerd om na te kijken waar hogere waterstanden - van meer dan 50cm - een risico vormen. Hierbij baseert Elia zich op de overstromingsgevaarkaarten volgens de Europese richtlijn 2007/60/CE die door de 3 gewesten in België ter beschikking worden gesteld. Deze houden al dan niet rekening met de mogelijke klimaatverandering. Voor de sites waar zich een overstromingsrisico vormt, werd in functie van de grootte van dit risico (met name de terugkeerperiode en de hoogte van de overstroming) onderzocht of één of meerdere bijkomende infrastructurele maatregelen of monitoring overwogen dienen te worden teneinde de veerkracht van het systeem te verhogen:

- Bij 30 sites (waarvan vier deel uitmaken van het plaatselijk vervoernet in het Vlaams Gewest), blijft het risico beperkt: in het kader van toekomstige investeringsprojecten worden de eventuele maatregelen bepaald
- Bij 12 sites bestaat een verhoogd risico

- Bij 3 van deze sites (waarvan één deel uitmaakt het plaatselijk vervoernet) volstaan operationele maatregelen (plaatsing van pompen)
- Bij 9 van deze sites (waarvan één deel uitmaakt het plaatselijk vervoernet) worden (naast mogelijke operationele acties) ook specifieke infrastructurele maatregelen opgestart of zijn deze reeds lopende (verlaten terrein, verhogen van installaties, ...)
- Bij 26 sites is de waterstand bij overstroming “onbepaald” en zal er een monitoring van het waterpeil geïnstalleerd worden. Deze monitoring kan een bijkomende aanvulling zijn aan de operationele en infrastructurele maatregelen.

2.5.2.2 Intense winden

Robuuste luchtlijnen

Intense winden kunnen specifiek voor bovengrondse hoogspanningslijnen een risico betekenen. Dit risico is intrinsiek aan dergelijke installaties en in het ontwerp wordt aldus ook rekening gehouden met deze hoge windsnelheden om zo tot een robuuste maststructuur te komen. Het sluit echter niet uit dat er zich toch, zij het uitzonderlijk, incidenten voordoen, vooral bij oudere lijnen die vaak minder robuust zijn. Elia heeft dan ook, net als andere netwerkbeheerders wereldwijd, in het verleden al incidenten gekend als gevolg van uitzonderlijk hoge windsnelheden door een storm, valwinden bij onweders of een tornado.

Onzekerheid dat klimaatverandering hogere windintensiteiten met zich meebrengt

Daarnaast volgt Elia de problematiek ook op en op basis van studies en diverse uitwisselingen met experts kunnen we stellen dat er ons momenteel geen data bekend is die een indicatie geeft van een toename van extreme windsnelheden in België in de periode tot 2100 ten opzichte van het verleden: de gemiddelde windsnelheid blijft vergelijkbaar met de bestaande. Er worden ook geen hogere windsnelheden verwacht tijdens synoptische stormen (met lagedrukgebieden), wel bv. meer regenval met hoge intensiteit. Met betrekking tot valwinden is er een mogelijke toename van valwinden in de afgelopen 60 jaar vast te stellen, maar de statistische betrouwbaarheid hiervoor is beperkt. Momenteel zijn hiervoor ook geen ontwerpgegevens beschikbaar in Europa om diverse redenen, waaronder de grote variatie van dit weersverschijnsel, de zeldzaamheid van voorkomen en beperktheid in omvang waardoor er weinig internationale kennis is hierover. Het is onzeker of dit risico zal toenemen in de toekomst.

Tevens is het belangrijk om op te merken dat oorzakelijk meer schade kan worden toegeschreven aan valwinden (en vaak ten onrechte aan tornado's) als gevolg van een hogere blootstelling (toename van de bouwintensiteit) en hogere detecteerbaarheid (rapportage door gebruik van smartphones, sociale media, nieuws, gebrek aan historische registratie van gebeurtenissen) in de loop van de voorbije decennia. Het is dus niet éénduidig vast te stellen of het risico effectief is toegenomen

Stormschade Leest, Mechelen

Op 9 juli 2024 werd de regio Mechelen getroffen door een uitzonderlijk hevige valwind, die leidde tot het omvallen van negen hoogspanningsmasten over een afstand van vier kilometer in de buurt van Leest. De neergehaalde hoogspanningskabels kwamen terecht in velden en op ongeveer vijftien woningen. Gelukkig vielen er geen gewonden, maar de materiële schade was aanzienlijk. Meteen na het incident zette Elia een taskforce op om de situatie te beveiligen en de schade op te meten. De resterende masten werden gestabiliseerd, de gevallen kabels verwijderd en een noodlijn werd in recordtijd gebouwd om de elektriciteitsvoorziening in de regio te garanderen. Deze tijdelijke lijn blijft in dienst tot de heropbouw van de oorspronkelijke 150 kV-verbinding, die wordt voorzien in 2026 - 2027.



Hoogspanningsmasten worden ontworpen volgens strikte normen die gebaseerd zijn op statistisch onderbouwde weersgegevens en risicoanalyses, en waarbij steeds een evenwicht wordt gezocht tussen veiligheid, betrouwbaarheid, maatschappelijke impact en kost. De valwind die Mechelen trof, was echter uitzonderlijk in kracht, met door het KMI geschatte windsnelheden tussen 186 en 260 km/u. Dergelijke fenomenen zijn uiterst zeldzaam, zeer lokaal en moeilijk voorspelbaar. Het zou dan ook niet redelijk zijn om hoogspanningsmasten te versterken voor dergelijke weerfenomenen – dit zou immers een onverantwoorde kost en omgevingsimpact met zich meebrengen.

Elia heeft standaarden en beleid in voege om een betrouwbaar luchtlijn-netwerk te verzekeren

Nieuwe hoogspanningsmasten worden gebouwd volgens de laatste Europese normen met hoge tot zeer hoge theoretische windterugkeerperioden van 150 tot 500 jaar. Desalniettemin zijn deze niet gebouwd om zeldzame specifieke verschijnselen als tornado's of valwinden, gekenmerkt door extreem hoge windsnelheden, te doorstaan.

Door het toevoegen van anti-cascade masten langsheen het traject van de luchtlijnen wordt de veerkracht verhoogd. Deze masten worden oordeelkundig toegevoegd in nieuwe lijnen alsook bij bestaande lijnen tijdens het eventueel versterken van deze lijnen (bijvoorbeeld met hoogperformante geleiders) om de veiligheid op kritieke kruisingen te vergroten en de omvang van een mogelijke cascade²³ te beperken.

Specifiek bij 380 kV luchtlijnen worden, gezien het zeer grote belang van het 380 kV netwerk, de masten van deze lijnen bij versterkingsprojecten versterkt tot een hogere windbestendigheid om de algehele betrouwbaarheid te verbeteren en dus beter bestand te zijn tegen de mogelijke effecten van de klimaatverandering.

2.5.2.3 Hittegolven

De hoogspanningsinstallaties worden ontworpen volgens strenge designcriteria. De bovenvermelde studie leert dat de maximale temperatdrempels kunnen worden overschreden, maar gemiddeld niet voor een significant hoger aantal dagen (per jaar) dan wat we nu al ervaren. Momenteel achten we dat het risico dus niet is veranderd.

Elia rolt de installatie van temperatuursmonitoring uit in zijn gebouwen. Deze monitoring is er gekomen om de gebouwen efficiënter te verwarmen en dus de bijbehorende CO₂-uitstoot te verlagen. Deze monitoring stelt Elia ook in staat om de opwarming van de gebouwen op te volgen om oordeelkundig koeling te voorzien in de toekomst om de bedrijfszekerheid van de daarin opgestelde apparatuur te verzekeren: het betreft dan apparatuur om de installaties te bedienen (hoog- en laagspanning) alsook telecommunicatie-apparatuur.

Nieuwe gebouwen vervangen geleidelijk aan de bestaande gebouwen wanneer ze hun einde levensduur bereiken en zorgen zo voor een 'natuurlijk' vervangingsproces. Nieuwe gebouwen worden voorzien van warmtepompen, die dienen voor verwarming van het gebouw maar ook kunnen worden ingezet om het gebouw te koelen.

Hiernaast is ook de hoeveelheid energie die getransporteerd kan worden in het hoogspanningsnetwerk afhankelijk van de omgevingstemperatuur. Vanaf 2025 evolueert ook de manier waarop dit aspect in netstudies in rekening kan worden gebracht, waarbij een probabilistische methode aan de hand van deze omgevingstemperatuur tevens de link zal

²³ Kettingreactie van mastfalen; een cascade is een situatie waarbij het falen van één hoogspanningsmast (bijvoorbeeld door extreme wind) leidt tot het opeenvolgend instorten van meerdere masten in de lijn. Dit gebeurt omdat de mechanische belasting plotseling verschuift naar naburige masten, die daar niet op berekend zijn.

kunnen maken met klimaatgebonden consumptie- en productieaspecten zoals koeling en productie van hernieuwbare energie.

2.5.2.4 Koude & winter-incidenten

De klimatologische data tonen aan dat de toekomstige winters steeds zachter worden. De kans op incidenten veroorzaakt door sneeuw en ijs is vandaag reeds laag en wordt nog kleiner in de toekomst. Dat wil echter niet zeggen dat er zich in de toekomst geen incidenten zouden kunnen voordoen: klimaatdata zijn geen weersvoorspelling. De robuustheid van de bestaande en nieuwe lijnen is en blijft voldoende.

2.5.2.5 Bosbranden

Op basis van uitwisseling met experts in bosbeheer stellen we geen verandering in risico vast voor onze installaties.

2.5.2.6 Resilience, veerkracht

Een hoogspanningsnet uitbaten gaat steeds gepaard met het beheren van risico's waarbij risico's die voortvloeien vanuit klimaatverandering een bijkomende dimensie geven aan een net dat reeds veerkrachtig moet zijn. "Risk preparedness plans" zijn vereist vanuit Nationale en Europese richtlijnen en zijn dan ook beschikbaar.

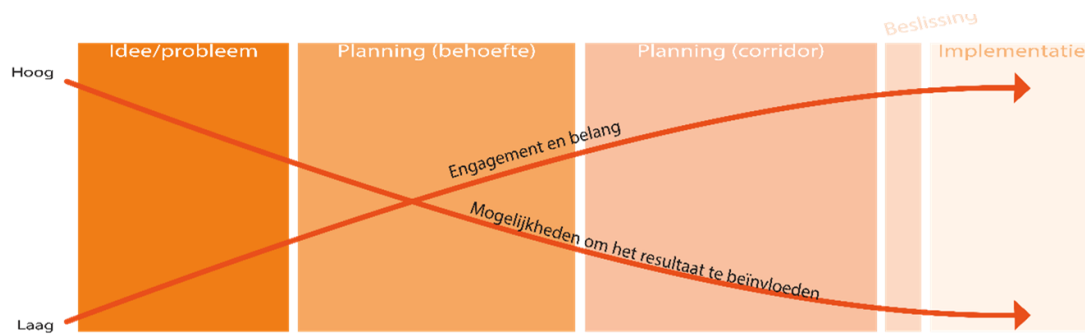
Het ontwerp, het beheer en de exploitatie van het netwerk zijn georganiseerd om de veerkracht van het netwerk in alle stappen van de levenscyclus op te vangen: van bij het ontwerp van het elektrisch netwerk, de installaties, de uitbating alsook het beheer en onderhoud van de installaties. Voorbeelden zijn stockbeheer, noodmasten, herconfiguratie van het netwerk, afschakelplannen, flexibiliteit in productie, consumptie en opslag van energie etc.

2.5.3 Maatschappelijk draagvlak voor infrastructuur

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

2.5.3.1 Participatie en communicatie

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



2.5.3.2 Optimalisatie bestaande infrastructuur

Zoals toegelicht in 2.4.3.1, ziet Elia erop toe de bestaande infrastructuur optimaal te benutten. Indien er nood is aan extra transportcapaciteit zal eerst gekeken worden of een bestaande lijn kan versterkt worden door een extra draadstel toe te voegen of de bestaande geleiders te vervangen door een type met een hogere capaciteit.

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

2.5.3.3 Visuele integratie

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

Tot slot wordt geval per geval onderzocht of het mogelijk is om compactere installaties van het type GIS te bouwen. Bij de finale beslissing hieromtrent dient men echter steeds de mogelijke impact van het gebruik van SF₆-gas mee te evalueren. Zoals toegelicht in 2.2.2.1, onderzoekt Elia het gebruik van alternatieve gassen in dit kader.

2.5.3.4 Beleid elektromagnetische velden

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

Bij magnetische velden treden er bij extreem hoge blootstelling, niveaus die in de praktijk niet voorkomen, acute effecten op waarvan het verband tussen oorzaak en gevolg duidelijk

bewezen is. Hiervoor bestaan er dan ook duidelijke grenswaarden waaraan al onze installaties moeten voldoen, namelijk 100 μ T.²⁴

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

De absolute garantie dat er geen gezondheidseffect is, is wetenschappelijk onmogelijk vast te stellen. De hypothese van een mogelijk effect op de gezondheid kan niet definitief uitgesloten worden. Daarom is er regelgeving die Elia strikt naleeft en neemt Elia voorzorgsmaatregelen zoals:

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

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

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

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

²⁴ Voor meer informatie verwijzen we de lezer naar de [EMF Brochure van Elia](#)

2.5.3.5 Beleid vergoedingen en compensaties

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

Vroeger werden ad hoc maatregelen uitgewerkt voor elk project. In 2020 werd er beslist om een duidelijk en gestructureerd beleid op te zetten. Dit beleid wordt transparant weergegeven op de Elia website²⁵.

2.5.4 Milieuzorg

2.5.4.1 Beleid inzake het inperken van geluidshinder

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

2.5.4.2 Beleid inzake de bescherming van het grondwater en de bodem

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

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

Het door Elia gevoerde beleid bestaat erin alle nieuwe transformatoren van een dergelijke vloeistofdichte betonnen kuip te voorzien. Voor bestaande transformatoren zonder opvangkuip heeft Elia een investeringsprogramma om deze zo snel mogelijk in te kuipen. Dit gebeurt systematisch wanneer in de betrokken stations projecten burgerlijke bouwkunde

²⁵ Voor verdere info betreffende compensaties en vergoedingen en het gehanteerde beleid verwijzen we de lezer naar [ELI-3]

worden uitgevoerd of via specifieke projecten indien er op de betrokken post binnen een redelijke termijn geen andere investeringen gepland zijn.

2.5.4.3 Beleid waterbeheer posten

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

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

2.5.4.4 Beleid natuurbehoud

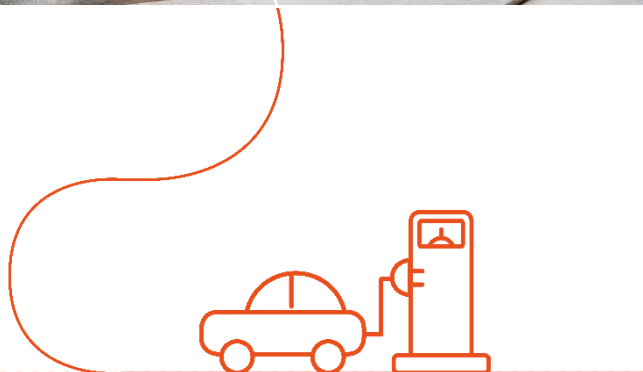
Groenbeheer

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

Corridor	2020	2021	2022	2023	2024
Ecologisch beheerd (ha)	733,4	763,7	804,0	870,3	916,7



3. Identificatie van systeembehoeften



3.1 Introductie

De portefeuille aan projecten die in de hoofdstukken 5 en 6 toegelicht worden, is het resultaat van een netontwikkelingsproces dat in paragraaf 2.4 beschreven is. Na het vaststellen van de toekomsthypothese (scenario's), wordt via gedetailleerde netstudies nagegaan waar de toekomstige transmissiecapaciteit van het net niet meer zal volstaan voor het vervoeren van de verwachte stromen, waar risico's met betrekking tot de bevoorradingszekerheid kunnen ontstaan of waar er een nood is aan vervanging of aanpassing van verouderde uitrustingen.

Voorliggend hoofdstuk voorziet een toelichting van de uitgevoerde studies met als doel het identificeren van bepaalde systeemnoden. De volgende paragrafen bevatten een selectie, op basis van de impact op het investeringsplan, uit het geheel van uitgevoerde analyses.



Figuur 3.1: Overzicht van toekomsthypothese rond evoluties richting 2035, t.o.v. 2024

(De evolutie m.b.t. elektrische voertuigen is incl. passagiersvoertuigen, lichte vracht, trucks en bussen; de industriële toename betreft de totale stijging op nationaal niveau)

3.2 Elektrische voertuigen, warmtepompen en integratie van gedecentraliseerde hernieuwbare energie

In 2.2 werd aangetoond dat een gelijktijdige groei van de elektrificatie en van de productie van hernieuwbare energie nodig is om de doelstellingen inzake decarbonisatie van de samenleving te realiseren.

Naast een sterk gedreven elektrificatie van de industriële sector zal ook elk Belgisch huishouden te maken krijgen met elektrificatie. Het betreft hier voornamelijk de elektrificatie van zowel het transport als van de verwarming van woningen, respectievelijk via elektrische voertuigen en warmtepompen.

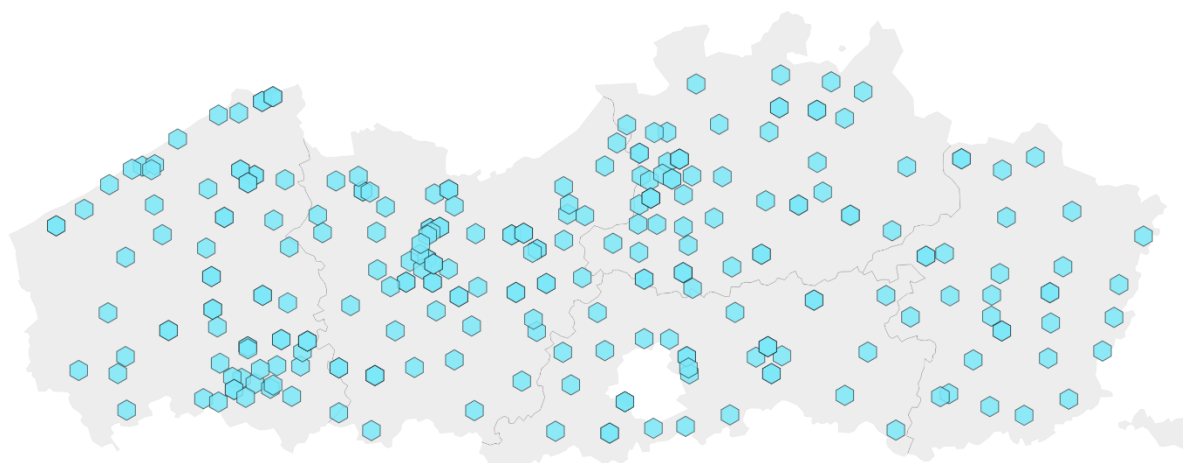
Naast de integratie van grote windmolenparken in de Noordzee zal voorts een aanzienlijk deel van de duurzame energieproductie afkomstig zijn van de ontplooiing van **onshore** windmolenparken en fotovoltaïsche panelen.

Deze nieuwe belastingen en productiemiddelen zullen, voor wat Elia betreft, via het **verticale systeem** worden aangesloten. Een aanzienlijk deel zal echter gebeuren via de **distributienetten**, beheerd door de distributienetbeheerders (Fluvius in Vlaanderen).

In de overgrote meerderheid van de gevallen is Elia eigenaar en beheerder van de transformatoren naar de **middenspanningsnetten**. Deze maken de verbinding tussen de **hoogspanning**, beheerd door Elia, en de **middenspanning**, door de

distributienetbeheerders beheerd, in de zowat 400 koppelpunten verspreid over het Belgische grondgebied. Zo'n 260 van deze koppelpunten bevinden zich in Vlaanderen, verspreid over ongeveer 200 verschillende sites.

Een aanzienlijk deel van de voeding naar distributienetten gebeurt via het plaatselijk vervoernet in het Vlaamse en Waalse Gewest en via het gewestelijke transmissienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (dus vanuit de netten met een spanning tussen 30 en 70 kV). Een groot deel van deze voeding gebeurt echter ook via het federale elektriciteitstransmissienet (vanuit de netten met een spanning van 220, 150 of 110 kV). Tot op heden is er geen voeding van het distributienet rechtstreeks vanuit het 380 kV-net. Het aandeel van de voedingen vanuit het federale transmissienet, t.o.v. de gewestelijke of plaatselijke vervoernetten, neemt toe door een evolutie richting voeding naar distributienetten vanuit hogere spanningsniveaus (zie ook sectie 4.2.1).



Map data: © STABEL - Created with Datawrapper

Figuur 3.2: Koppelpunten met het distributienet in Vlaanderen

3.2.1 Hypothesen

De meest recent uitgebrachte studie ter beoordeling van de bevoorradingszekerheid en de behoefte aan flexibiliteit voor het Belgische elektriciteitssysteem, was deze voor de horizon 2026 - 2036, gepubliceerd in juni 2025 [ELI-1]. Het “Current Commitments” scenario uit deze studie vormt op heden de basis voor de ontwikkeling van het net, op het vlak van de ontplooiing van elektrische voertuigen, warmtepompen, windmolenparken en fotovoltaïsche panelen.

Deze hypothesen houden eveneens rekening met de gewestelijke ambities. Zoals hieronder wordt vermeld, dienen deze hypothesen regelmatig te worden bijgewerkt, in lijn met de evoluerende context.



ELEKTRISCHE VOERTUIGEN

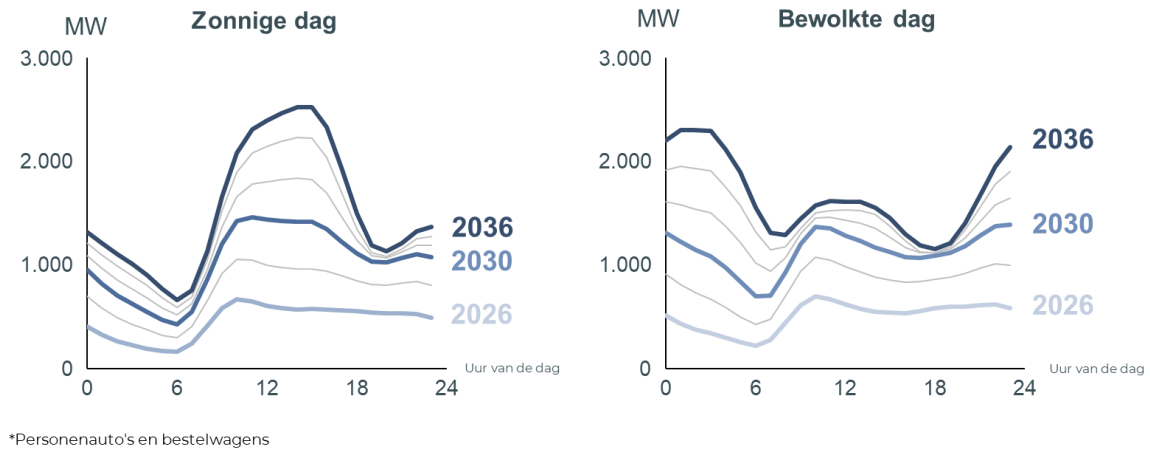
Wat elektrische voertuigen betreft, wordt uitgegaan van een penetratie die equivalent is met 1,59 miljoen elektrische voertuigen in 2030 in Vlaanderen en 2,24 miljoen in 2035. Hiervan zijn er in 2035 1,89 miljoen elektrische personenauto's, rekening houdend met het Vlaams regeerakkoord 2024-2029, dat stelt dat voor de uitfasering van passagiersvoertuigen op fossiele brandstoffen de Europese uitfaseringskalender zal worden gevolgd (uitfasering tegen 2035). Elk type voertuig heeft zijn eigen kenmerken met equivalente aantal afgelegde kilometers en de efficiëntie per kilometer. Voor passagiersvoertuigen bedraagt dit bijvoorbeeld 19 kWh/100 km en 20.500 km/jaar (gewogen gemiddelde voor private en bedrijfsvoertuigen). De verschillende types van elektrische voertuigen hebben daarbij elk een bijdrage tot het elektrisch verbruik in Vlaanderen.

Voor deze studie werd het oplaadprofiel van elektrische voertuigen in vier groepen ingedeeld rekening houdend met de locatie van het laden; thuis, op het werk of publiek:

- **'Natuurlijk laden'**: Het opladen gebeurt onmiddellijk na aansluiting op een lader. Er is geen stimulans om het opladen van het voertuig te optimaliseren. Als gevolg daarvan vindt een aanzienlijk deel van het laden van voertuigen plaats op het moment dat 's avonds al een verbruikspiek in het elektriciteitsverbruik wordt waargenomen.
- **'Lokaal laden' (V1H)**: Het laadprofiel voor lokaal laden is geoptimaliseerd op basis van lokale signalen in plaats van gecentraliseerde marktsignalen. Deze lokale signalen kunnen nettarieven omvatten (bijv. op basis van capaciteit of time-of-use) en stimulansen voor zelfverbruik van zelf opgewekte fotovoltaïsche energie. Er zijn voor elke locatie aparte laadprofielen ontwikkeld.
- **'Vehicle-to-home' (V2H)**: Deze technologie verwijst naar het vermogen van elektrische voertuigen om huizen van stroom te voorzien. Met het juiste regelgevingskader kunnen consumenten worden gestimuleerd om op te laden wanneer de belasting meestal het laagst is, en hun opgeladen EV te gebruiken als stroombron voor hun huis. Dit profiel houdt net als bij V1H rekening met het eigenverbruik van fotovoltaïsche energie en de regionale tarieven.
- **'Geoptimaliseerd laden' (V1M)**: De voertuigen worden gecombineerd met intelligente éénrichtingslaadtechnologie (zonder de mogelijkheid om energie in het net te injecteren) om het opladen buiten de piekuren van het elektriciteitsverbruik te optimaliseren en dus te laden op momenten
- **'Vehicle-to-market' (V2M)**: Beter bekend als vehicle-to-grid of V2G, dit komt overeen met het gebruik van een vloot EV's als batterij. Met de juiste marktprikkels en infrastructuur kunnen marktspelers toegang krijgen tot marktgegevens en tot de gegevens van de lader om de EV uit te sturen om op te laden of stroom te injecteren in het net om te reageren op marktprijzen of op de balanceringsmarkt.

Het totale in aanmerking genomen laadprofiel is een combinatie van de hierboven beschreven laadprofielen.

**Geaggregeerde EV*-profielen voor alle jaren,
Voor het scenario Current Commitments** 



Figuur 3.3: Globaal laadprofiel van de elektrische voertuigen op nationaal niveau (illustratief voorbeeld)

Dit totale laadprofiel wordt vervolgens uitgesplitst naar de verschillende koppelpunten met het middenspanningsnet op basis van specifieke gewichten.

Deze gewichten zijn bepaald aan de hand van de kenmerken van de omliggende gemeenten (aantal EV per gemeente voor thuis, aantal EV per gemeente voor werk, bezienswaardigheden, verkeerssamenstelling, ...). Het doel is rekening te houden met de zeer uiteenlopende kenmerken van de koppelpunten met het **middenspanningsnet**. Hierbij wordt in rekening genomen of het voertuig thuis, op het werk of in het openbaar oplaadt.



WARMTEPOMPEN

Wat warmtepompen betreft, wordt uitgegaan van 1,00 miljoen warmtepompen in 2030 en 1,37 miljoen warmtepompen in 2035 in Vlaanderen. Hiervan zijn er 698.000 residentiële lucht-lucht warmtepompen en 514.000 residentiële hydronische warmtepompen. Het restende deel van 163.000 warmtepompen zijn niet-residentiële warmtepompen uit de tertiaire sector. Het effect van warmtepompen op de belasting wordt eveneens aan de hand van profielen bepaald die rekening houden met zonnepanelen, lokale tarieven en marktsignalen.



ONSHORE WIND

Wat onshore-windenergie betreft, wordt een geïnstalleerd vermogen van 2,8 GW in Vlaanderen in aanmerking genomen in 2030, conform de Vlaamse ambities. Voor de hierop volgende jaren wordt een verdere stijging met 33 MW/jaar verondersteld tot 2,97 GW in 2035, in lijn met Vlaams Energie- en Klimaatplan.



ZONNEPANELEN

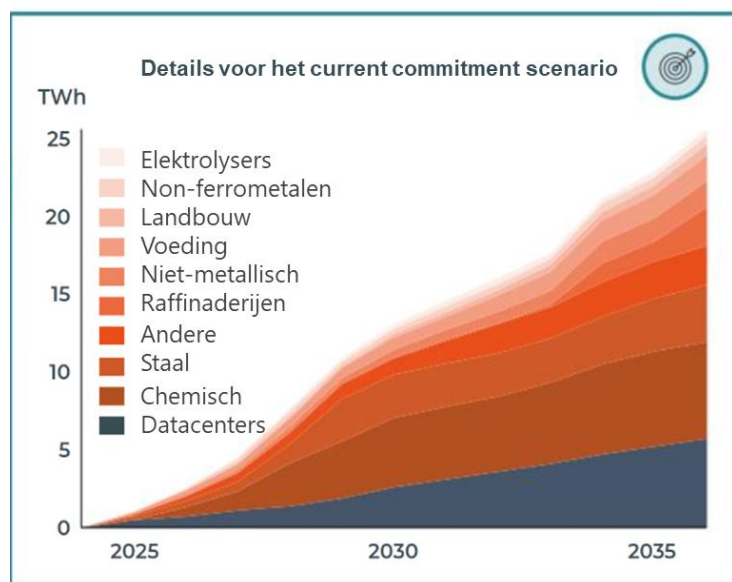
Wat zonnepanelen betreft, wordt een geïnstalleerd vermogen van 11,2 GW_p²⁶ in aanmerking genomen in het Vlaams Gewest in 2030, conform de Vlaamse ambities van 10 GW_{ac} tegen 2030. Eenzelfde gestage groei in de volgende jaren wordt verondersteld, richting 14,1 GW_p in 2035.

De nog te installeren capaciteit werd geografisch verdeeld volgens stedenbouwkundige gegevens.²⁷ Vervolgens werd ze toegewezen aan de koppelpunten met het **middenspanningsnet**, rekening houdend met geografische gegevens.



INDUSTRIE & DATACENTERS

In de komende jaren wordt een elektrificatie van de industrie op grote schaal verwacht. Op basis van rechtstreekse uitwisseling met haar netgebruikers rond hun decarbonisatieplannen, een regio-brede studie rond elektrificatiepotentieel i.s.m. de andere netbeheerders (energieGRIP, zie hieronder), alsook een macro-economische analyse, heeft Elia projecties opgesteld m.b.t. de stijging van het industrieel verbruik in België. Hierbij wordt, ten opzichte van vandaag, een bijkomend verbruik van 13,1 TWh verondersteld tegen 2030, oplopend tot 22,9 TWh in 2035, voor algemeen industrieel verbruik inclusief datacenters. Hierbij dient te worden opgemerkt dat dit de totaal ingeschatte stijging betreft van het industrieel verbruik in België, dus de som van de verschillende regio's en spanningsniveaus (inclusief het distributienet). Deze wordt dan op basis van een verdeelsleutel naar verschillende regio's en spanningsniveaus herverdeeld.



Figuur 3.4: Geprojecteerd bijkomend verbruik van industrie en datacenters op nationaal niveau

²⁶ GW_p verwijst naar het maximale vermogen dat een installatie onder ideale omstandigheden kan produceren. GW_{ac} duidt op het vermogen dat effectief via de omvormer aan het net geleverd wordt

²⁷ Voor meer informatie over de methodiek, verwijzen we de lezer naar: [TF LRIO](#)

energieGRIP: een zicht op de toekomst van de Vlaamse industrie

De elektrificatie van de industrie vormt een cruciale stap in de energietransitie, waarbij bedrijven steeds meer overstappen op duurzame elektriciteit in plaats van fossiele brandstoffen. Om meer inzicht te krijgen in de energietransitie-plannen van de Vlaamse bedrijven hebben de netbeheerders Elia, Fluvius en Fluxys het initiatief energieGRIP in Vlaanderen opgericht.

Om te anticiperen op de toekomstige behoeften van de industriële sector, is het essentieel om te identificeren waar de capaciteit van de distributie- of transmissienetten moet worden verhoogd of nieuwe capaciteit moet worden gecreëerd. Daartoe moeten de vragen "wat moet wanneer beschikbaar zijn?" en "wat moet waar beschikbaar zijn?" beantwoord worden.

De meest betrouwbare manier om deze vragen te beantwoorden en de energietransitie van bedrijven in te schatten, is door bedrijven individueel te benaderen en te bevragen. Deze aanpak werd in de loop van 2024 door de netbeheerders in samenwerking met Athumi gebruikt en onderzocht in een pilootproject en haalbaarheidsstudie. In afwachting van resultaten op grote schaal lieten Elia en Fluvius een desktopstudie uitvoeren die een inschatting maakt van de toekomstige elektrificatie van het huidige fossiel verbruik door de grootste verbruikers. Deze bottom-up studie was gericht op het identificeren van de prioritaire sectoren en geografische gebieden waar de toename van het elektriciteitsverbruik het meest uitgesproken zou zijn, en om een eerste scenario te kunnen ontvangen van deze niveaus van elektriciteitsverbruik tegen 2030-2035.

Door middel van deze verkregen inzichten in de toekomstige energiebehoeften van de ondernemingen in Vlaanderen, kunnen Elia en Fluvius nu gericht investeren in de uitbreiding en versterking van het elektriciteitsnet. Dit proactieve beleid helpt niet alleen om congestie te vermijden, maar ondersteunt ook economische groei en een kostenefficiënte netontwikkeling.

Meer informatie m.b.t. het energieGRIP initiatief kan worden teruggevonden via [de website van Elia](#).



3.2.2 Effect op het transformatievermogen naar middenspanning en op het bovenliggend net

Als beheerder van het transmissienet en het plaatselijk vervoernet heeft Elia de impact bestudeerd van de toenemende integratie van elektrische voertuigen, warmtepompen, windmolenparken en fotovoltaïsche panelen in de laag- en middenspanningsnetten van de distributienetbeheerders op het geïnstalleerde transformatievermogen op de koppelpunten in Vlaanderen (en ruimer in België) alsook op de bovenliggende netten. Het hoofddoel daarbij is het opsporen van netelementen en koppelpunten waar er overbelastingen worden verwacht in de toekomst – dit kan zijn op langere termijn o.b.v. de toekomsthypothese, maar ook op kortere termijn waar deze inschatting meer gebaseerd is op de concrete korte termijn ontwikkelingen die door netgebruikers worden gecommuniceerd aan de netbeheerders (Elia en Fluvius) via klantbevestigingen en/of nieuwe aansluitingsaanvragen.

Voor deze studie neemt Elia alle macro-hypothese tegelijk in aanmerking, aangezien een toename van de productie van hernieuwbare energie de effecten van een toenemende belasting deels kan compenseren, en vice versa. Deze macro-hypothese worden vertaald naar een gedetailleerd netmodel (de referentiecontext) via vastgelegde verdeelsleutels, waarna via loadflow-analyses wordt ingeschat waar er desgevallend congesties op het net verwacht worden. Het beschrijven van de methodologie voor het opbouwen van het netmodel, met een strooiing via verdeelsleutels, zou te ver leiden in het kader van dit investeringsplan. Er wordt hiervoor verder verwezen naar de Taskforce Local Redistribution of Injections and Offtakes (TF LRIO) die Elia organiseert om deze methodologie met haar stakeholders te bespreken en te consulteren²⁸.

De studie heeft betrekking op het transformatievermogen van de koppelpunten en op het bovenliggend net. Na de studie van systeembehoeften worden er per regio verschillende oplossingen onderzocht en geëvalueerd, waarbij netinvestering deel uitmaakt van de mogelijke oplossingen (zie ook 4.1).

De netstudie ter identificatie van de systeemnoden in voorliggend plan werd in begin 2025 uitgevoerd, o.b.v. de toenmalig geldende referentiecontext en de toekomstprojecties uit de AdeqFlex 2024-2034 studie, gecombineerd met de gekende concrete aanvragen tot netaansluiting. Een expert view beschouwing leert tevens dat de achterliggende hypothesen uit de beide studies AdeqFlex 2024-2034 en AdeqFlex 2026-2036 dan wel een klein verschil vertonen (met een lichte neerwaartse bijstelling van de stijgende trend van elektrificatie in de studie op horizon 2026-2036), maar dat de systeemnoden op zich gelijkwaardig blijven. De neerwaartse bijstelling is immers hoofdzakelijk gelinkt aan een kleine vertraging op de geanticiperde industriële elektrificatie, waar de evoluties m.b.t. elektrificatie van transport en verwarming in lijn blijven, en de methodologie voor het bepalen van de referentiecontext (i.e. de lokale redistributie) is onveranderd t.o.v. de geldende methodologie op het moment van uitvoeren van de studie voor identificatie van de systeemnoden. De noden tot netontwikkeling blijven dus in lijn tussen de detailstudies o.b.v. de AdeqFlex 2024-2034 studie en de nieuwe (zeer recente) basis voor netontwikkeling o.b.v. de studie AdeqFlex 2026-2036, zij het dat de

²⁸ Voor meer informatie: [Task Force LRIO](#)

timing gelinkt aan de nood bij momenten één à twee jaar later zou kunnen optreden dan de initieel geïdentificeerde timing van de nood.

In het kader van dit investeringsplan voor het Vlaams Gewest 2025-2035 worden de gevolgen beoordeeld tot en met 2035.

3.2.3 Afstemming met de distributienetbeheerder in het kader van de behoeftendetectie

Waar Fluvius in Vlaanderen de rol van distributienetbeheerder vervult, vervult Elia op federaal niveau de rol van transmissienetbeheerder en op regionaal niveau de rol van beheerder van het plaatselijk vervoernet.

In het kader van de energietransitie en de realisatie van de Vlaamse en Europese klimaatdoelstellingen werken Elia en Fluvius nauw samen aan een gecoördineerde uitbouw van het elektriciteitsnet. Deze samenwerking is essentieel om de toenemende elektrificatie, de integratie van hernieuwbare energiebronnen en de groeiende vraag naar netcapaciteit op een efficiënte en maatschappelijk verantwoorde manier te ondersteunen. Beide netbeheerders stemmen hun investeringsplannen systematisch op elkaar af, over de hele ketting voor het bepalen van de investeringen en dit via verschillende overlegstructuren. Zo stemmen Elia en Fluvius af over:

- De genomen toekomsthypothese op macroniveau (i.e. de beschouwde scenario's);
- De bepaling van de noden op de koppelpunten, en de onderlinge prioriteit binnen de versterkingen van deze koppelpunten. Dit behelst tevens uitwisseling en afstemming over de lokale hypothesen (strooiing, impactanalyses, ...) die worden aangewend voor het bepalen van de noden;
- De uitwerking van oplossingen om de noden te dekken;
- De geplande projectportefeuille, tot realisatie.

Dit laat toe om infrastructuurwerken optimaal te faseren, knelpunten tijdig te detecteren en investeringen doelgericht te plannen en op te volgen.

In het kader van het bepalen van de genomen **toekomsthypothese** op macroniveau hebben Elia en Fluvius een intensief samenwerkingstraject doorlopen, enerzijds samen met de andere Belgische netbeheerders via de Werkgroep "Energy Scenarios" binnen Synergrid en anderzijds ook bilateraal – specifiek in het kader van het vastleggen van de hypothesen voor de beide investeringsplannen, alsook voor toepassing in de meest recente Adequacy and Flexibility-studie voor België op horizon 2026-2036 [ELI-1]. Hiernaast worden momenteel ook in het kader van de opmaak van het volgende Federaal Ontwikkelingsplan 2028-2038 scenario's doorontwikkeld op de zeer lange termijn (tot 2050) binnen de "Taskforce Multi-Energy Scenarios"²⁹, die gezamenlijk wordt georganiseerd door Elia en Fluxys en waar ook de distributienetbeheerders zeer nauw bij betrokken zijn. Zoals eerder gemeld hebben Elia en

²⁹ Zie website [Task Force Multi-Energy Scenario's](#)

Fluvius (samen met Fluxys) ook intensief samengewerkt op het energieGRIP initiatief voor het identificeren van de toekomstige energiebehoeften van de ondernemingen in Vlaanderen.

Uit deze afstemming bleek dat Elia en Fluvius een grotendeels gelijklopende visie hebben op de macro-economische hypothesen met betrekking tot de doorbraak van elektrische mobiliteit, warmtepompen en de verdere uitrol van decentrale productie. Hierbij dient evenwel opgemerkt te worden dat de vooruitzichten op (zeer) lange termijn (~2035) voor wat betreft private passagiersvoertuigen een verschil vertonen tussen de vooruitzichten van Elia en Fluvius, volgend op verschillen in verkregen stakeholder-inputs. Deze verschillen beïnvloeden echter de noden op de korte en middellange termijn niet – m.a.w. de voorgestelde investeringen in voorliggend plan blijven nodig in elk van deze mogelijke trajecten voor elektrische voertuigen op de lange termijn. Voor de overige evoluties (warmtepompen, industrie, onshore wind en zonnepanelen) zien beide netbeheerders eenzelfde evolutie van de macro-hypothesen voltrekken, ook op de (zeer) lange termijn. Beide netbeheerders zetten hun afstemmingstraject, onder andere voor macro-hypothesen op de (zeer) lange termijn, verder om tegen het volgende investeringsplan op de horizon 2027-2037 de (zeer) lange termijnnoden samen te kunnen bepalen. Hierin zullen in principe een hernieuwd zicht op het Vlaams beleid in rekening kunnen worden genomen via het vernieuwde Vlaams Energie- en Klimaatplan.

Hiernaast hebben Elia en Fluvius ook intensief uitgewisseld rond de lokale hypothesen en de methodologieën voor het bepalen van de noden op de koppelpunten via een recurrent ontwikkelingsoverleg. Specifiek bij de **doorvertaling van de macro-hypothesen naar effectieve netbelasting** identificeerden Elia en Fluvius een verschil bij de invloed van het laadgedrag van elektrische voertuigen. Waar Elia, omwille van het hoog niveau van impactcumulatie van netgebruikers op zijn net, de macro-hypothesen strooit over zijn net via een profiel-gebaseerde aanpak gecombineerd met een lokaal potentieel voor afname en injectie, is kant Fluvius een meer bottom-up benadering vereist om een nauwkeurige inschatting te maken van de impact op de assets in het laagspanningsnet. Momenteel loopt een samenwerkingstraject tussen Fluvius en Elia om de sterktes van beide benaderingen te combineren in een gezamenlijk model voor inschatting van de belasting op de koppelpunten.

De geïdentificeerde verschillen leiden onmiddellijk tot inzichten naar opportuniteiten om de werkwijze bij beide partijen verder te optimaliseren en af te stemmen. Beide modelleringsmethodes hebben hun sterktes en gebreken, vandaar dat er gewerkt wordt aan een gerichte combinatie van beide modellen om in de toekomst verder te convergeren. In tussentijd kunnen beide methodes wel gebruikt worden om een vork aan te geven waarbinnen de groeiverwachtingen redelijkerwijs zullen liggen. Op deze manier kan een goede overeenstemming gevonden worden tussen beide netbeheerders om te bepalen op welke koppelpunten geïnvesteerd moet worden, zonder dat de absolute getalwaarden van impact of groei exact gelijk dienen te zijn. De resultaten van deze oefening zijn verder beschreven en toegelicht in sectie 3.2.4.

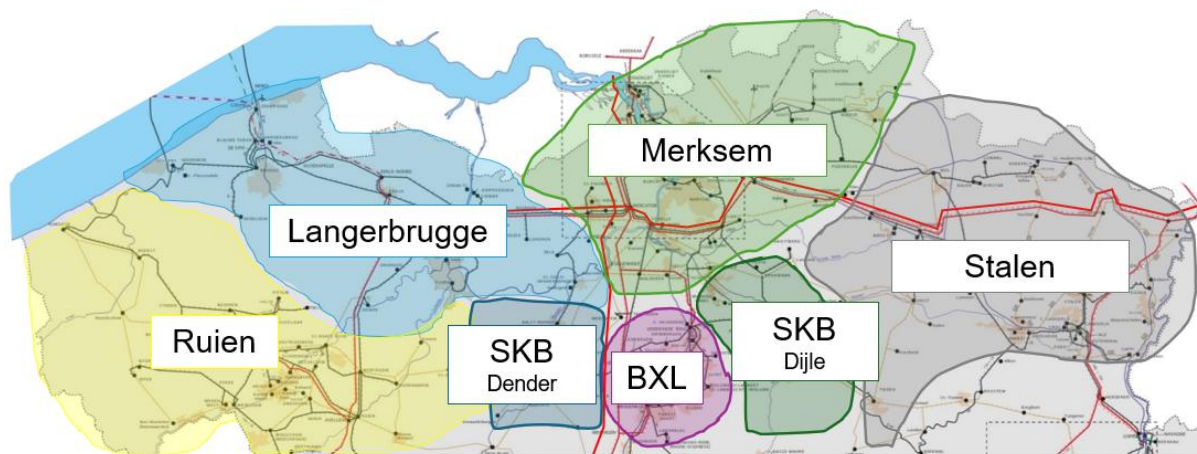
3.2.4 Resultaten

Bovenliggend vervoernet

De identificatie van de behoeften op het bovenliggend vervoernet is gebaseerd op een studie van de netstromen tegen de horizon 2034 volgens het 'current commitment scenario' van de studie Adequacy & Flexibility 2024-2034, gepubliceerd door Elia in juli 2023, zoals toegelicht in paragraaf 3.2.2.

Het netmodel houdt rekening met de reeds voorziene versterkingen op deze tijdshorizon om eventuele bijkomende noodzakelijke versterkingen te identificeren. De volgende paragrafen geven een overzicht van de vastgestelde noden per geografische zone op het Plaatselijk Vervoernet en het bovenliggend vervoernet in Vlaanderen. Tegen de horizon 2034 worden een groot aantal congesties geïdentificeerd. Aangezien deze congesties zich reeds vóór 2034 kunnen voordoen, zal Elia de nettoestand blijven monitoren en deze informatie gebruiken in het kader van de jaarlijkse oefening inzake dynamisch beheer van de projectportefeuille (zie 2.4.4). Een vooruitblik naar 2034 laat toe de omvang van het probleem te vatten en robuuste oplossingen voor te stellen op kortere termijn.

Voor elk van de gedetecteerde noden wordt de meest doelgerichte oplossing uitgewerkt, rekening houdend met de algemene visie op ontwikkeling van de regionale netten, zoals toegelicht in sectie 4.1. Om aan de noden te voldoen zullen steeds eerst mogelijkheden voor een meer efficiënte benutting van de bestaande infrastructuur onderzocht worden. Indien dit niet mogelijk (of onvoldoende) blijkt, kan een versterkingsnood gelanceerd worden om aan de nood te voldoen.



Figuur 3.5: Zones in Vlaanderen

Zone Ruien

De geïdentificeerde congesties in de zone Ruien zijn gelinkt met de voeding van het zuiden van de zone richting Wallonië. Meer bepaald zijn er congesties geïdentificeerd op de 150 kV lijn Moeskroen-Antoing, die zich weliswaar op Waals grondgebied bevindt, en op de 70 kV lijn Ruien-Ronse.

De oplossingen voor het gebied Antoing – Marquain – Doornik, dat vandaag wordt gevoed door 70 kV en 150 kV verbindingen vanuit Vlaanderen, zullen bestudeerd worden in kader van een lange termijn studie. Deze studie heeft tot doel de capaciteit van de zone te verhogen en een oplossing te bieden voor de naderende eindelevensduur van de lijnen tussen Ruien en Antoing en tussen Marquain en Doornik. De studie is gepland voor het najaar van 2026.

De oplossing voor de congestie op de 70 kV-lijn Ruien-Ronse werd bepaald via de lange termijnstudie van het 70 kV-gebied Lens – Deux-Acren. Deze voorziet een evolutie van het gebied Lens – Deux-Acren naar 150 kV waardoor de 70 kV lijn Ruien-Ronse niet meer gekoppeld is met dit deel van het 70 kV-net en de congestie verdwijnt.

Zone Langerbrugge

In de zone Langerbrugge heeft de behoeftendetectie aangetoond dat voornamelijk congesties optreden in de 36 kV-netten evenals op de voedende transformatoren 150/36 kV.

In het gebied Oostende wordt de capaciteit van de transformatoren 150/36 kV te Slijkens overschreden. Er worden ook congesties verwacht op de 36 kV kabels tussen de onderstations Slijkens en Mercatorlaan die instaan voor de voeding van het lokale distributienet rond Mercatorlaan. Een lange termijn studie is lopende in het gebied Slijkens om optimale oplossingen te bepalen, zoals de plaatsing van een bijkomende transformator 150/36 kV in Slijkens en de versterking van de voeding van Mercatorlaan met een bijkomende kabel 36 kV of een overgang van de voeding van dit koppelpunt naar 150 kV.

In het gebied Zeebrugge werd een lange termijnvisie uitgewerkt zoals toegelicht in paragraaf 6.7. Uit de behoeftendetectie volgden voornamelijk nog congesties op de 36 kV-verbindingen die instaan voor de voeding van de koppelpunten met het distributienet te Duinberge en Knokke. De oplossing werd bestudeerd in een lange termijnstudie in het eerste semester van 2025, waarbij de oplossing erin bestaat deze 36 kV-assen te versterken met bijkomende 36 kV-kabels of optimalere aanwending van bestaande 36 kV-kabels.

Ten zuiden van Brugge worden congesties verwacht op diverse netelementen gekoppeld aan het 36 kV-net in het gebied Zedelgem. Zo worden er congesties verwacht op de twee transformatoren 150/36 kV te Zedelgem, evenals op de 36 kV-kabels die instaan voor de voeding van de koppelpunten Wingene en Beernem. Voor wat betreft Wingene, wordt dit koppelpunt ook gevoed van de 36 kV-zone Aalter, en treedt ook op de voedende 36 kV-kabel Wingene-Aalter een congestie op. Een lange termijn studie voor de zone tussen Zedelgem – Brugge – Aalter is momenteel lopende, dewelke opties bestudeert om de voeding te voorzien vanuit het 150 kV-net. Dit vereist echter de uitbouw van langere 150 kV-verbindingen.

Te Gent worden in het 36 kV-net op de linkeroever van de haven enkel overbelastingen verwacht op de 36 kV-kabels die instaan voor de voeding van het distributienet te Wondelgem. Dit is ook gekoppeld aan de versterkingsnood van de injectiecapaciteit van het koppelpunt Wondelgem zelf. Eenzelfde problematiek treedt op voor de 36 kV-voeding van Blaarmeersen in het 36 kV-gebied Ham – Nieuwe Vaart. Ten zuiden van Gent treedt een soortgelijke congestieproblematiek op op de 36 kV-voeding van Sint-Martens-Latem, en meer bepaald op de 36 kV-kabels Sint-Denijs-Westrem – Sint-Martens-Latem. De huidige drie referentieoplossingen houden een versterking via een 150 kV-voeding in. Hierbij dienen deze netversterkingen bevestigd te worden in een lange termijnstudie die gepland staat eind

2026/begin 2027 waarbij nagegaan wordt hoe deze nieuwe 150 kV-verbindingen ook aangewend kunnen worden voor een versterking van de 150 kV-voeding van de zuidrand van Gent. Voor de drie koppelpunten kan immers ook een 36 kV-netversterking overwogen worden. Richting het oosten van Gent werkt Elia momenteel een versterking van de voeding van Wetteren, Kwatrecht en Bavegem uit, zoals toegelicht in paragraaf 6.9. Op basis van de huidige vooruitzichten volgt echter dat een verdere versterking vereist zal zijn, vermoedelijk in de vorm van een bijkomend 150 kV-koppelpunt in de omgeving van Wetteren. Dit wordt bestudeerd richting in 2027.

In het 36 kV-net rond Lokeren en Zele wordt een congestie verwacht op één van de 36 kV-voedingen van het koppelpunt Wichelen. Uit nadere analyse blijkt dat dit probleem opgelost kan worden door middel van een meer optimale belastingsverdeling tussen de middenspanningscabines, en bijgevolg ook tussen de voedende 36 kV-kabels komende vanuit Zele. Hiertoe dient wel een van de transformatoren 36/12 kV te Wichelen vervangen te worden, hetgeen voorzien is.

Zone Merksem

In de Antwerpse haven en in Antwerpen Stad, worden overbelastingen verwacht op diverse transformatoren 380/150 kV en 150 kV-lijnen. Er werden geen congesties gedetecteerd in de lokale 36 kV-netten. Voor de congesties in het 150 kV-net, betreft het de transformatoren 380/150 kV van Mercator, Lint en Massenhoven en de 150 kV lijnen Merksem-Mortsel-Lint-Mechelen, 7^{de} Havendok-Scheldelaan-Zwijndrecht en Merksem-Lillo.

Een eerste lange termijn studie is gepland voor de zomer 2026 om de evolutie van het 150 kV-net van de Antwerpse haven te bestuderen. Nadien wordt de studie van Antwerpen stad gestart om richting 2027 de gepaste oplossingen te bepalen.

In Noorderkempen worden geen bijkomende congesties verwacht op de horizon 2034. De evolutie van de glastuinbouw en windproductie is wel zeer bepalend voor de systeemnoden in dit gebied. De evoluties hiervan en hun impact op het net worden momenteel bestudeerd om de lange termijn net evoluties te bepalen, met horizon 2035 en verder.

Zone Brussel – Schaarbeek Dender - Schaarbeek Dijle

De voeding van Brussel en omgeving vanuit het 380 kV-net vindt plaats in Verbrande Brug, Bruegel en Drogenbos. Op al deze locaties verschijnen overbelastingen op de transformatoren 380/150 kV op de horizon 2034. Een lange termijn studie is lopende om oplossingen en bijgevolg investeringskandidaten te bepalen voor de versterking van deze voeding.

Voor de regio Schaarbeek-Dender (Aalst-Ninove-Zottegem-Malderen) volgen er geen specifieke aandachtspunten uit de behoeftendetectie op de horizon 2034. De huidige projectportfolio dekt bijgevolg de noden in deze analyse.

In de regio Schaarbeek-Dijle (Mechelen-Leuven) wordt een significante congestieproblematiek vastgesteld op de 150 kV-as Lint-Verbrande Brug die de vaste onthaalcapaciteit voor afname van dit gebied beperkt. Een lange termijn studie, gepland voor 2027, moet de huidige visie bevestigen die erin bestaat hoogperformante geleiders te plaatsen op deze 150 kV-lijn waardoor de transportcapaciteit bijna verdubbelt. Deze werkzaamheden

kunnen aanvatten eenmaal de herstellingswerken afgerond zijn na de zware beschadiging van deze lijn veroorzaakt door een lokale storm tijdens de zomer van 2024. Daarnaast wordt ook het opnieuw in dienst nemen van de momenteel inactieve 150 kV-lijn tussen Kruisbaan en Wijgmaal (richting Leuven) bestudeerd.

Zone Stalen

Het 150 kV-net van Stalen en zijn voeding vanuit het 380 kV-net is robuust op de horizon 2034 met de projecten die reeds voorzien zijn in de portfolio. Het enige aandachtspunt dat uit de behoefte detectie voortkomt, is de transformatie 150/70 kV in Godsheide en Houthalen waarvoor een extra versterking nodig is op de horizon 2034. Op basis van eerste analyses is hiertoe een bijkomende transformator 150/70 kV in Houthalen voorzien.

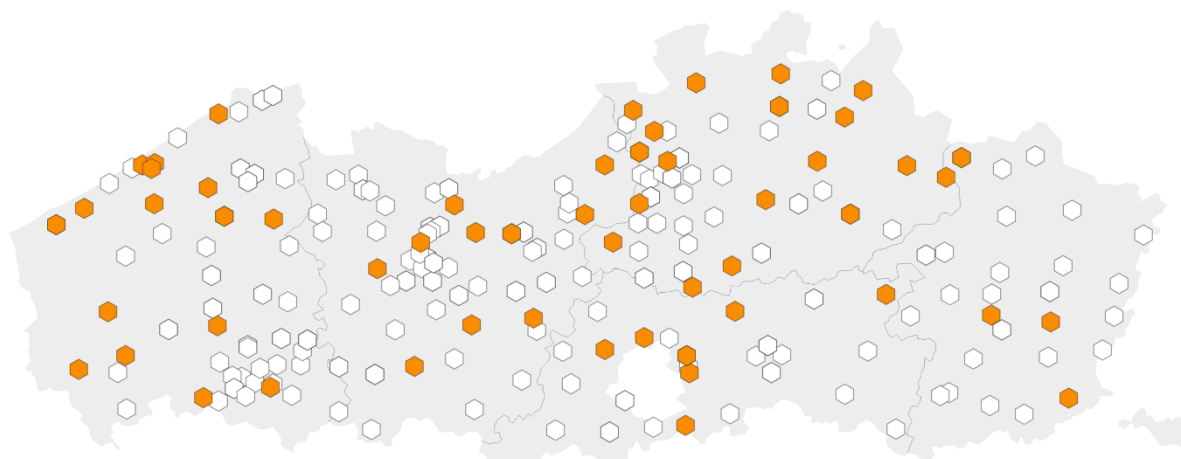
Koppelpunten met het distributienet

Elia en Fluvius identificeerden de noden op de koppelpunten en van het bovenliggend net om een robuuste infrastructuur te kunnen uitbouwen voor de toekomst. Om tot een onderbouwde, betrouwbare en coherente investeringsplanning te komen, dienen beide netbeheerders samen aan elk van de behoeften de correcte prioriteit toe te kennen en de behoeften ook onderling ten opzichte van elkaar te kunnen afwegen. Er is een brede waaier aan criteria die kunnen gedefinieerd worden om gewichten toe te kennen aan specifieke investeringsnoden, zoals de impact van een investering op het investeringsbudget en de investeringscapaciteit, de technische impact van een investering, de achterliggende risico's, de drijfveren achter het project, enzovoort.

De voorbije jaren hebben Fluvius en Elia reeds intensief samengewerkt om tot een gemeenschappelijke groep van koppelpunten te komen waarin prioritair geïnvesteerd moet worden om de betrouwbaarheid en veiligheid van de installaties te waarborgen, voldoende netcapaciteit te voorzien voor de groeiende elektriciteitsvraag en voldoende fysieke aansluitcellen voor aansluiting van nieuwe netgebruikers te creëren. Deze afgestemde groep van prioritaire investeringen, die tevens werd opgenomen in voorliggend investeringsplan, zullen op termijn de reeds afgestemde noden op de koppelpunten dekken³⁰, en wordt getoond als de oranje locaties met koppelpunten in Figuur 3.6. In afwachting van de indienstname van deze netinvesteringen zullen er op sommige locaties wel tijdelijke maatregelen nodig zijn om aan de optredende congesties het hoofd te bieden, zoals verder toegelicht in hoofdstuk 4.3. Elia bevestigt zijn engagement voor het realiseren van deze prioritaire netversterkingen, die samen met Fluvius werden vastgesteld.

Op de (zeer) lange termijn onderzoeken Elia en Fluvius momenteel nog verder de specifieke noden tot netversterking. Deze netversterkingen zullen worden gepland in de komende periode, richting het volgende investeringsplan voor de horizon 2027-2037.

³⁰ Voor drie koppelpunten (Langerloo, Lokeren en Menen-West) werd een versterkingsnood gelinkt aan lokale (wind)productie geïdentificeerd. Gezien op deze koppelpunten op heden nog een relatief ruime marge zit op de transformatiecapaciteit, en in het licht van de vergunningsproblematieken voor windparken in Vlaanderen, worden deze netversterkingen vandaag echter nog niet gelanceerd, in afwachting van een concretere materialisatie van de nood.



Map data: © STABEL - Created with Datawrapper

Figuur 3.6: Geïdentificeerde versterkingsnoden per locatie op de koppelpunten naar het distributienet op de korte en midellange termijn (oranje)

Het blijft, ook voor de afgestemde groep van prioritaire investeringen, belangrijk om de vinger aan de pols te houden en de projectportefeuille op continue wijze in lijn te houden met de werkelijke noden, die inderdaad kunnen evolueren. Daarom blijven Elia en Fluvius dan ook op continue basis afstemmen m.b.t. de noden aan systeem- en netontwikkeling, alsook over de reeds geplande projectportefeuille. Beide partijen blijven ook intensief samenwerken rond een verdere verfijning en afstemming van de behoefteanalyse alsook de (zeer) lange termijn hypothesen en de hieropvolgende methodologische stappen (strooiing, impactanalyse, ...), om zo de analyse en bepaling van de noden verder te optimaliseren en ook een concreet pakket van investeringen op de zeer lange termijn voor te kunnen leggen richting het volgende investeringsplan 2027-2037.

Hoe aan de vastgestelde noden tegemoetgekomen wordt, en welke algemene principes hierbij aangehouden worden voor ontwikkeling van het plaatselijk vervoernet, wordt verder toegelicht in hoofdstuk 4.

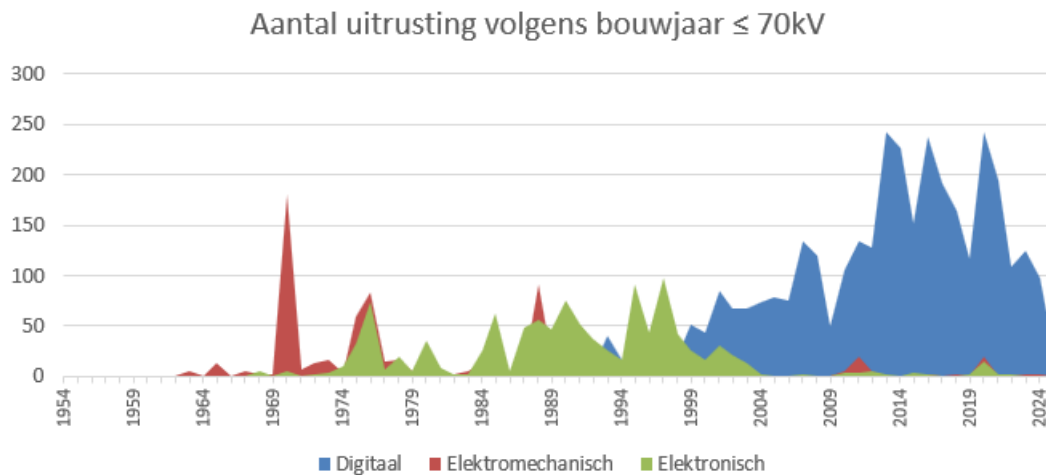
3.3 Vervangingsnoden

De vernieuwing van de uitrustingen van het transmissienet die aan het einde van hun levensduur zijn aanbeland, vormt een belangrijk werkteerrein. De verouderde uitrustingen moeten worden vernieuwd met het oog op het behoud van een betrouwbaarheidsniveau op basis van het belang van het netelement en het waarborgen van de veiligheid van de netgebruikers.

3.3.1 Beveiligingsuitrustingen

Doordat de theoretische levensduur van de beveiligingsuitrustingen korter is geworden, wat eigen is aan de digitale technologie, is de behoefte aan vervanging van dergelijke uitrustingen toegenomen. Er werd tot op heden altijd voldaan aan deze vervangingsnoden. Het is van belang ze zo uit te voeren dat er later geen vertragingen worden opgebouwd.

De volgende figuur toont de uitsplitsing van beveiligingsuitrustingen, op elektriciteitsnetten met een spanningsniveau lager dan 110 kV, naar bouwjaar. Dit biedt een goed overzicht van de evolutie van de gebruikte technologieën, van elektromechanische via elektronische naar digitale beveiligingen.

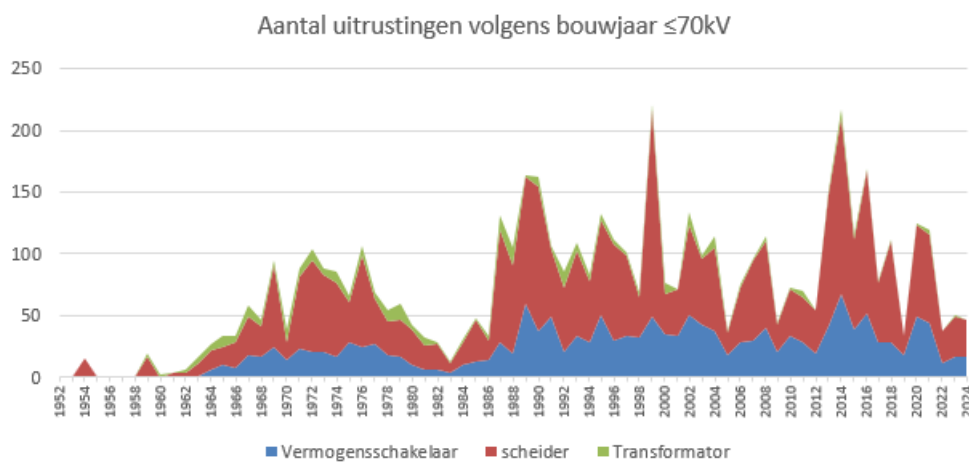


Figuur 3.7: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrusting naar bouwjaar

3.3.2 Hoogspanningsmateriaal

Gezien de theoretische levensduur van het hoogspanningsmateriaal en de data waarop deze in dienst zijn genomen op het net, zal er in de komende jaren moeten blijven geïnvesteerd worden in de vervanging van hoogspanningsuitrustingen. Eventuele pieken kunnen worden gespreid dankzij de ingevoerde methodes voor risicobeheer, zoals uitgelegd in de paragraaf "Door Elia ontwikkelde optimalisatiemethodes voor het vervangingsbeheer".

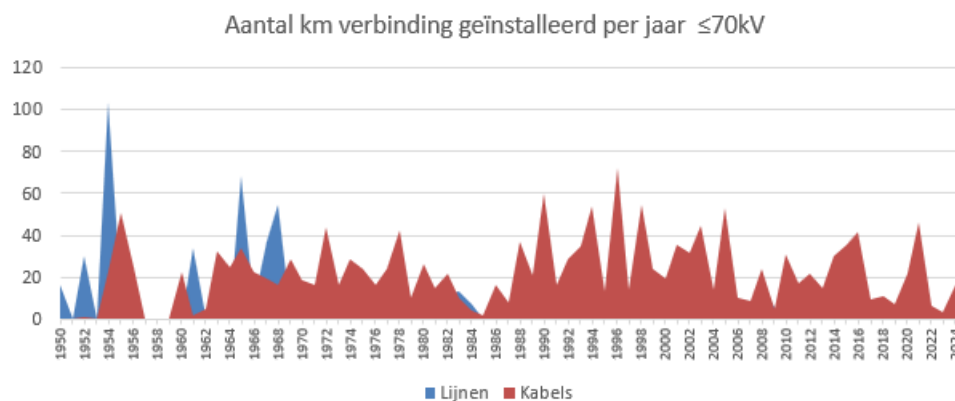
Figuur 3.8 toont de uitsplitsing van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen, op elektriciteitsnetten met een spanningsniveau lager dan 110 kV, naar bouwjaar:



Figuur 3.8: Uitsplitsing van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen naar bouwjaar

3.3.3 Uitrustingen ondergrondse kabels

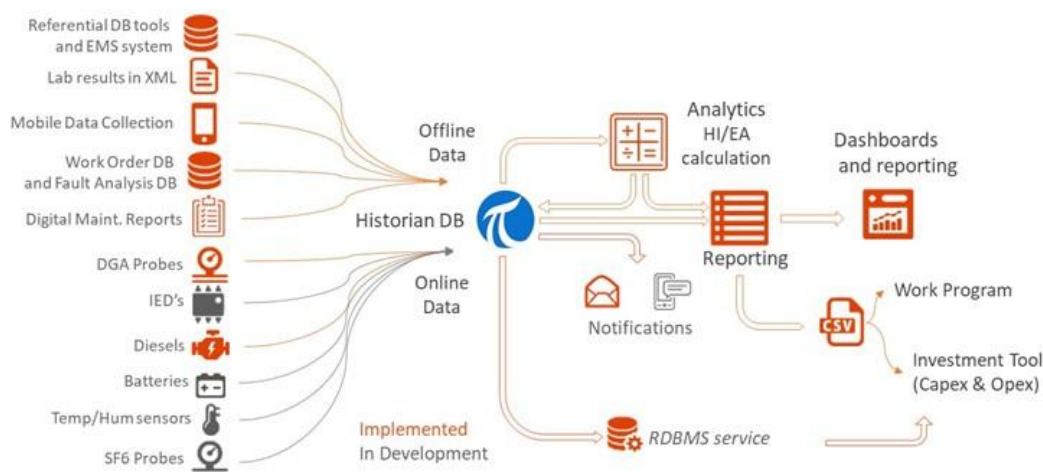
De volgende Figuur 3.9 geeft een overzicht van het aantal kilometer geleiders met de uitsplitsing per bouwjaar.



Figuur 3.9: Uitsplitsing van de ondergrondse verbindingen naar bouwjaar

3.3.4 Door Elia ontwikkelde optimalisatiemethodes voor het vervangingsbeheer

Om de impact van deze noden te beperken en voldoende middelen beschikbaar te houden voor de ontwikkeling van het net, werden de afgelopen jaren een aantal initiatieven genomen om de pieken in de vervangingsnoden van uitrustingen af te vlakken en de levensduur ervan te verlengen.



Figuur 3.10: Databasebeheer

Hieronder worden deze initiatieven meer in detail besproken:

- Voor zowel de lineaire uitrustingen (lijnen, kabels) als ons hoogspanningsmateriaal worden nu gezondheidsindicatoren berekend. Die indicatoren zijn gebaseerd op het geheel van de inspectieresultaten, metingen en realtimegegevens die zijn verkregen met betrekking tot de uitrusting. Dit stelt ons in staat de toestand van het materiaal op de voet te volgen en de levensduur ervan naar boven - in de meeste gevallen - of naar

beneden bij te stellen, alsook om indien nodig kortetermijnmaatregelen te nemen of de strategische reserve van ons materiaal aan te passen. In totaal gaat het om niet minder dan 180.000 uitrustingen waarvan Elia de gezondheidstoestand controleert.

Om het risiconiveau dat gepaard gaat met de uitrusting te beoordelen, werden ook de mogelijke gevolgen in geval van falen in detail onderzocht. Zo hebben al onze uitrustingen een bijbehorende netimpactscore (gebaseerd op de impact die het uitvallen van die uitrusting op het net zou kunnen hebben). Zo kan aanvaard worden om minder kritieke uitrustingen langer op het net te houden, terwijl de meest kritieke uitrustingen de nodige aandacht krijgen.

Bovendien worden de falingspercentages van de in gebruik zijnde uitrustingen nauwlettend in het oog gehouden, zodat tijdig de meest geschikte maatregelen kunnen worden genomen. Dankzij die benadering kunnen we de beslissingen in verband met het beheer van het onderhoud en de vervangingen optimaliseren.

- Wanneer de uitrusting het einde van haar levensduur bereikt, wordt ook onderzocht of het mogelijk is dit einde van de levensduur uit te stellen door een retrofit³¹ uit te voeren. Als de kosten-batenverhouding (alle aspecten in aanmerking genomen) positief blijkt, worden retrofits uitgevoerd, waardoor het aantal uit te voeren vervangingen wordt beperkt.

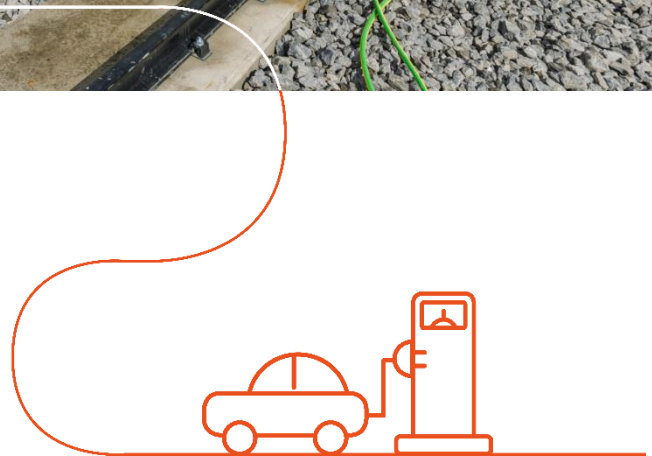
Zo zijn er bijvoorbeeld retrofits uitgevoerd op bepaalde types transformatoren en op GIS-velden.

- Om de doeltreffendheid van de infrastructuurprojecten te maximaliseren en zo de dekking van de toekomstige vervangingsnaden voor laagspanning te bevorderen, worden nieuwe benaderingen op basis van digitale technologie geïmplementeerd. Deze oplossingen zijn gebaseerd op de standaardisatie van de uitrustingen, zowel qua hardware als qua software, om de studiefase en de uitvoeringsduur van de projecten te verkorten. Deze initiatieven, gekoppeld aan het gebruik van communicatieprotocollen, maken de toepassing mogelijk van innovatieve oplossingen, zoals de automatisering van opleveringstests. Tegelijkertijd wordt momenteel gewerkt aan de volgende technologische stap, die gebaseerd is op de volledige digitalisering van de interfaces tussen hoog- en laagspanning en waarmee nog grotere winst kan worden geboekt.

Dit streven naar voortdurende verbetering gaat nog verder dan dat. Wij ontwikkelen momenteel methodologieën om onze modellen voor risicobeheer te verbeteren en dichter bij realtimemonitoring te komen.

³¹ Een retrofit bestaat erin oude componenten of componenten aan het einde van hun levensduur te vervangen door nieuwere componenten, doorgaans met gebruik van een recentere technologie, maar met behoud van dezelfde functie.

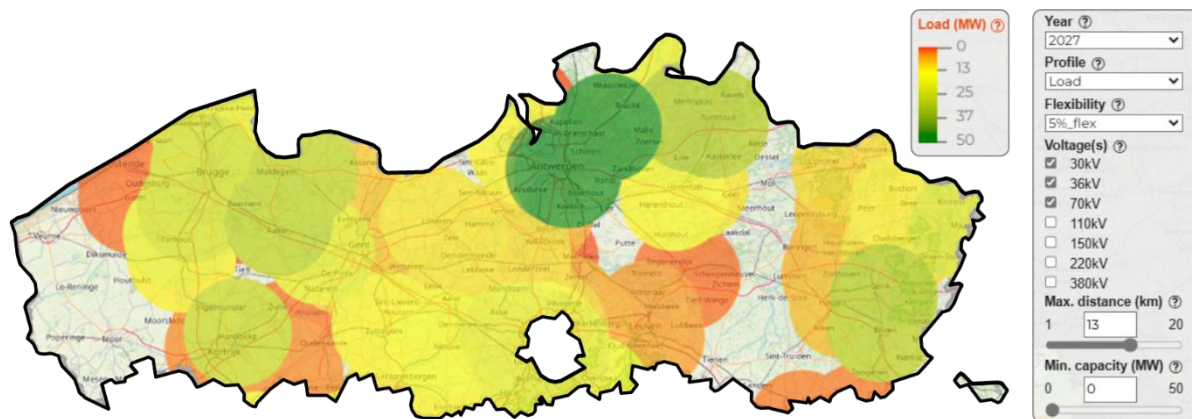
4. Plaatselijk vervoernet Vlaams Gewest



4.1 Huidige situatie op het plaatselijke vervoernet

4.1.1 Sterk gestegen vraag naar meer onthaalcapaciteit

De toekomsthypothese uit sectie 3.2.1 tonen duidelijk aan dat de ontwikkelingen in integratie van hernieuwbare energie en elektrificatie van de samenleving, zowel op residentieel als op industrieel niveau, op volle snelheid komt. Deze evoluties tonen zich niet enkel in de hypothesen, maar concretiseren zich ook effectief in het kader van aanvragen voor netaansluiting, zowel op het distributienet van Fluvius als op het hoogspanningsnet van Elia. In de afgelopen jaren werd een zeer sterke stijging waargenomen in het aantal studieaanvragen van (zowel bestaande als nieuwe) netgebruikers, en dit voor verschillende technologieën, en voor zowel afname, opslag als injectie. Op drie jaar tijd is het aantal aansluitingsstudies die werden besteld bij Elia sterk gestegen, zowel voor aansluiting op de distributienetten (verdubbeld) als voor aansluiting op het hoogspanningsnet beheerd door Elia (verdriedubbeld). Heel wat van deze studie-aanvragen resulteren uiteindelijk ook in een reservatie of toewijzing van onthaalcapaciteit op het transmissie- en plaatselijk vervoernet. Zo werd tot op heden reeds nieuwe afnamecapaciteit gereserveerd voor een additioneel verbruik van 47,6 TWh t.o.v. vandaag (cijfers van juli 2025, op nationaal niveau, excl. pre-reservaties) voor grote afnemers middels aansluitingsaanvragen, rechtstreeks op de regionale en federale netten beheerd door Elia. Samengeteld met ook de pre-gereserveerde netcapaciteiten voor o.a. warmtepompen en elektrische voertuigen komt dit neer op een totaal toegewezen afnamecapaciteit van 63,5 TWh, wat een stijging zou betekenen van maar liefst 79% t.o.v. het actueel verbruik (80,7 TWh, excl. netverliezen in het Elia-net). Ook voor (batterij-)opslagfaciliteiten werd tot op heden reeds 9,4 GW (cijfers van juli 2025, op nationaal niveau) aan netcapaciteit gereserveerd. De laatste stand van zaken kan steeds geraadpleegd worden op de website van Elia [ELI-2]. Deze grote hoeveelheden aan capaciteitsreservaties hebben natuurlijk ook hun impact op de lokaal beschikbare onthaalcapaciteit in het net. Deze beschikbare onthaalcapaciteit is nu ook visueel in kaart gebracht via de onthaalcapaciteitskaarten die Elia maandelijks publiceert [ELI-2], in functie van het type aansluiting en de mogelijkheden tot flexibiliteit, en rekening houdend met de reeds gereserveerde netcapaciteit.



Figuur 4.1: Onthaalcapaciteitskaart³² voor het plaatselijk vervoernet (voor afname, met 5% flexibiliteit)

Deze tool laat toe om handig in één opslag een visueel beeld te krijgen van de situatie in Vlaanderen en bij uitbreiding in België. De gekleurde cirkels of hoogspanningsstations op de kaart tonen aan hoeveel onthaalcapaciteit beschikbaar is op verschillende tijdschizonten.

De groeiende vraag van klantenaansluitingen op het distributienet en op het plaatselijk vervoernet leiden tot een eveneens groeiende nood aan investeringen in het plaatselijk vervoernet in de komende jaren, zoals tevens aangetoond in hoofdstuk 3.2.4.

4.1.2 Het integreren van decentrale productie

De belangrijkste hernieuwbare energiebronnen die in het Vlaamse Gewest voor de productie van elektriciteit worden aangewend zijn:

- zon met behulp van fotovoltaïsche panelen;
- wind via windturbines op het vasteland (onshore windenergie).

Deze productie-types hebben samen met de productie door middel van warmtekrachtkoppeling de afgelopen jaren een sterke ontwikkeling gekend, en deze evolutie zal zich ook verder doortrekken in de komende jaren, zoals toegelicht in 3.2).

Eerzijds kan deze decentrale productie, die op het middenspanningsnet is aangesloten, via de lokale netten bij de eindgebruikers terechtkomen. Zo wordt het transmissienet lokaal minder belast omdat er minder energie door het net stroomt. Toch hoeft de komst van deze productie-eenheden niet noodzakelijk te betekenen dat de noodzaak om het net te versterken minder dringend wordt of verdwijnt. Gezien het vaak variabele karakter van dit type productie moet het net zodanig worden gedimensioneerd dat het in alle omstandigheden de bevoorradingszekerheid van de eindverbruikers kan waarborgen.

Anderzijds kan de decentrale productie, wanneer ze niet goed op het verbruiksniveau is afgestemd, tot een lokaal onevenwicht tussen verbruik en productie leiden. Dit heeft tot gevolg dat het net moet worden versterkt om ervoor te zorgen dat dit lokale productieoverschot naar

³² Onderstations 36 kV of 70 kV die zullen worden vervangen door een ander spanningsniveau (vb. 150 kV) worden niet meer getoond op de onthaalcapaciteitskaarten.

andere verbruiksplaatsen kan worden vervoerd. In het Vlaams Gewest liggen vandaag voornamelijk de integratie van windmolenparken en WKK's aan de basis van de noodzaak om het plaatselijk vervoernet en het transmissienet te versterken.

Tot slot zijn soms kleinere investeringen nodig voor het onthaal van decentrale productie om de betrouwbaarheid van het net te handhaven. Een voorbeeld is het vervangen of wijzigen van de beveiligingsinstallaties op de transformatoren tussen het hoogspanningsnet en een actief middenspanningsnet. Dit is een middenspanningsnet waarop veel decentrale productie is aangesloten en van waaruit bijgevolg vermogen kan worden geïnjecteerd in het hoogspanningsnet.

4.1.3 Lange doorlooptijden voor netversterking door schaarste in de toeleveringsketen

Gelijkaardige uitdagingen (stijgende trend in elektrificatie, grootschalige ontwikkeling van datacenters en batterij-opslagsystemen, integratie van hernieuwbare energie, ...) treden niet enkel op in België, maar ook in de ons omliggende landen en ook ruimer wereldwijd, waardoor de nood tot uitbreiding van de elektriciteitsnetten ook daar sterk aanwezig is. Deze nood heeft zich vertaald in een wereldwijd enorme gestegen vraag naar elektrische infrastructuur en gespecialiseerde arbeidskrachten, wat een schaarste op de markt heeft gecreëerd. De markt voor hoogspanningsmateriaal (alsook deze voor de contractordiensten voor het uitvoeren van de gelinkte werken) is zo geëvolueerd van een vraag-gestuurde markt, naar een aanbod-gestuurde markt.

Een eerste rechtstreeks effect van deze nieuwe realiteit is een aanzienlijke verhoging van de levertermijnen van bepaalde kritische materialen. Verschillende studies, zoals de "*Building the Future Transmission Grid*" studie van het International Energy Agency (IEA) [IEA-3], en de "*Delivering the Energy Transition Will Come Down to the Wires*" studie uitgevoerd door de Boston Consulting Group (BCG) [BCG-1], tonen een significante stijging aan van de levertermijnen van materialen op internationaal vlak. Zo zijn de levertermijnen van essentieel materiaal voor netversterking, zoals vermogentransformatoren, gasgeïsoleerde schakelapparatuur (GIS) en kabels op tot soms meer dan het dubbele van twee à drie jaar geleden, waarbij deze termijnen soms de vijf jaar overschrijden. Ook in de contractormarkt tekenen dergelijke evoluties zich af, waarbij voor specifieke diensten lange wachttijden ontstaan. De context in België is niet anders, wat een gevoelige impact kan hebben op de doorlooptijden van specifieke projecten alsook op de realisatiecapaciteit van de gehele portefeuille.

Aankoopstrategieën binnen een context van marktschaarste

Gezien de huidige context van marktschaarste, en de gevoelige impact die deze heeft op doorlooptijden van projecten en op de realisatiecapaciteit van de portefeuille, heeft Elia zijn aankoopstrategieën voor kritieke materialen en contractordiensten bijgesteld om aan deze uitdagingen het hoofd te bieden.

Elia zal de aankoop van bepaalde materialen standaardiseren, zodat deze efficiënter kunnen worden aanbesteed. Zo werd het aantal verschillende kabeltypes drastisch verminderd om op deze manier grotere volumes van eenzelfde type te kunnen bestellen. Dit helpt ook bij de inwisselbaarheid tussen verschillende investeringsprojecten, in geval van wijzigende projectplanningen of -prioriteiten. Daarnaast worden extra leveranciers gekwalificeerd om de leveringszekerheid te vergroten. Elia voorziet tevens een vroegtijdige bestelling van kritieke standaardmaterialen, zodat deze tijdig beschikbaar zijn voor projecten en geen (of slechts een beperkte) impact hebben op de projectplanning. Voor kritieke werkzaamheden starten we reeds vroeger met het aanbestedingsproces, wat de risico's op vertraging gelinkt aan lange levertermijnen verkleint. Tot slot wordt over de komende vier jaar de toelevercapaciteit voor transformatoren op de koppelpunten met de distributienetten substantieel verhoogd (x4), voor levering van deze transformatoren worden sinds kort ook niet-Europese leveranciers aangesproken.

Aansluitend is het relevant om mee te geven dat verschillende Europese netbeheerders een initiatief hebben gestart om tot een gemeenschappelijke kwalificatie van leveranciers te komen. Op deze manier kunnen standaarden worden geharmoniseerd binnen Europa, wat de leveranciers zal helpen om, op een efficiëntere manier, grotere volumes te kunnen produceren.

Met deze maatregelen versterkt Elia de robuustheid van de toeleverketen binnen een context van marktschaarste, en ondersteunt zij de realisatie van strategisch belangrijke projecten.

4.1.4 Bestaande infrastructuur op het plaatselijk vervoernet en haar evolutie

Deze paragraaf geeft een zicht op enkele kerncijfers voor het plaatselijk vervoernet, evenals hun evolutie sinds het vorige investeringsplan 2022-2032.

Elektrisch verbruik

Een lichte stijging is op te merken in de netto afgenomen elektriciteit op het plaatselijk vervoernet, t.o.v. 2022.

(TWH)	2022	2023	2024
MIDDENSPIJNING (>30 kV)	18.522	23.120	21.202
HOOGSPANNING (30 – 70 kV)	4.294	2.939	2.777

Netgebruikers en koppelpunten met het distributienet

Het aantal netgebruikers en aantal koppelpunten met de distributienetbeheerders aangesloten op het plaatselijk vervoernet bleven nagenoeg constant:

AANTAL NETGEBRUIKERS OP HET PVN	2022	2023	2024
	106	105	107

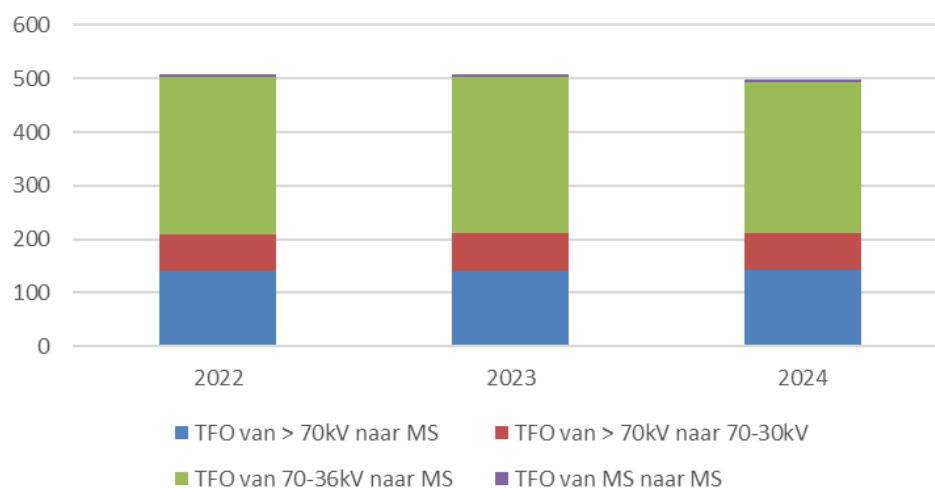
AANTAL KOPPELPUNTEN MET DISTRIBUTIENET	2022	2023	2024
	257	257	257

Evolutie van assets

De cijfers m.b.t. het aantal luchtlijnen en ondergrondse kabels tonen een reductie in aantal km luchtlijn, gepaard met een stijging van het aantal km aan ondergrondse kabelverbindingen. Dit duidt op het gradueel ondergronds brengen van verbindingen op de regionale netten wanneer zich een vervangingsnood voordoet.

LUCHTLIJNEN (KM)	2022	2023	2024
30-36 kV	77,7	77,7	77,7
70 kV	1108,8	1100,2	1085,4

KABELS (KM)	2022	2023	2024
30-36 kV	1464,0	1451,9	1472,8
70 kV	209,2	213,6	224,5



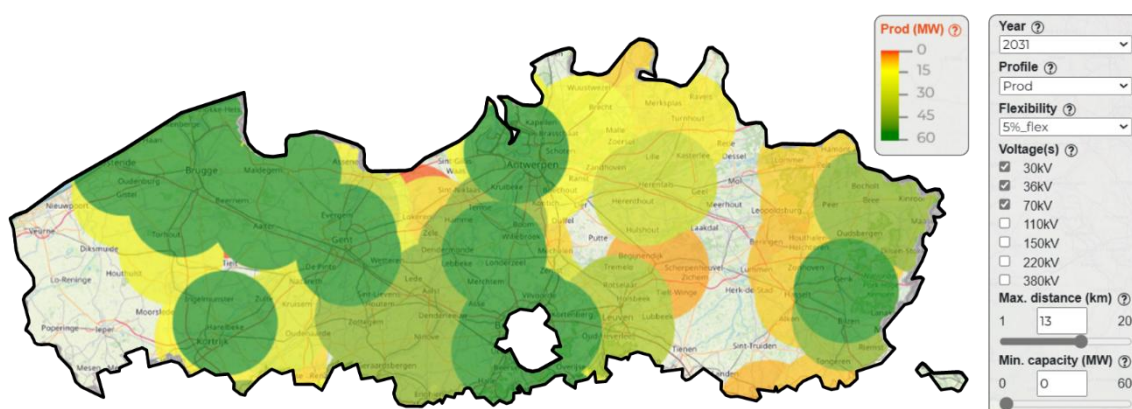
Figuur 4.2: Evolutie van de transformatorvloot op het plaatselijk vervoernet

4.2 Algemene visie op de ontwikkeling van regionale netten

4.2.1 Maximale benutting van bestaande infrastructuur

Eerst en vooral zal er steeds gezocht worden naar manieren om de bestaande infrastructuur optimaler en efficiënter te benutten. Dergelijk principe kan nagestreefd worden via zowel hardware-oplossingen (sensoren) als puur operationele uitbatingsprincipes (rekening gehouden met curatieve acties, meer data-gebaseerd uitbaten, ...), zoals toegelicht in sectie 2.4.3.1).

Een andere manier om dit principe na te streven is om een optimaal gebruik te maken van de onthaalscapaciteit die vandaag reeds beschikbaar is op het net, op bepaalde locaties. Het bestaande transport-, plaatselijk vervoer- en distributienet is vaak gedimensioneerd op basis van belasting (die in het verleden vaak meer impacterend was dan decentrale productie op dit niveau), en biedt zodus vaak nog een aanzienlijke onthaalscapaciteit voor decentrale productie-eenheden. Onder 'onthaalscapaciteit' wordt verstaan de som van de vermogens die op afzonderlijke onderstations kunnen worden aangesloten zonder structurele investering in bovengrondse of ondergrondse verbindingen, zij het na de eventuele vernieuwing of versterking van bestaande onderstations.



Figuur 4.3: Onthaalscapaciteitskaart voor het plaatselijk vervoernet voor afname (in 2031, met 5% flexibiliteit)

Het verdient bijgevolg de voorkeur om de productie-eenheden aan te sluiten in de geografische zones die over een dergelijke capaciteit beschikken. Aangezien de termijnen voor het verkrijgen van vergunningen en toelatingen voor werken in onderstations typisch korter zijn dan die voor werken aan lijnen en kabels, maakt deze aanpak het mogelijk om de noodzakelijke investeringen in de onderstations uit te voeren volgens een timing die verenigbaar is met de vereisten van de projectontwikkelaars van decentrale productie-eenheden.

In aanvulling tot bovenstaande aanpak is voor decentrale productie, in overleg met de betrokken partijen, bij gebrek aan onmiddellijk beschikbare onthaalscapaciteit een aansluiting nog steeds mogelijk onder voorwaarde van flexibiliteit. Hoewel een flexibele nettoegang onder AmfT vandaag niet meer mogelijk is, kunnen dergelijke eenheden vandaag wel nog worden aangesloten door het kunnen toepassen van markt- en technische flexibiliteit,

flexibiliteitsdiensten die toelaten de netgebruikers tijdelijk af te regelen wanneer dit wordt verzocht door de netbeheerder.

Dit sleutelement voor de integratie van een groeiend percentage intermitterende hernieuwbare energiebronnen maakt het mogelijk om bijkomende decentrale productie toe te laten in zones waar de onthaalcapaciteit al is bereikt, op voorwaarde dat de installaties kunnen worden afgeregeld of afgeschakeld op verzoek van de netbeheerder in functie van congestie op de netten. Hiernaast wordt momenteel samen met de betrokken overheden en regulatoren werk gemaakt van een nieuw kader voor flexibele aansluitcontracten, wat in de toekomst opnieuw moet toelaten om dergelijke netgebruikers met flexibele nettoegang op het net aan te sluiten. Meer toelichting hierover wordt gegeven in hoofdstuk 4.4.

In sommige gevallen neemt Elia ook extra exploitatiebeperkingen op om extra capaciteit vrij te maken op het net:

- Integratie van onderhouds- of stilleggingsschema's van klanten in de onderbrekingsplanningen van Elia;
- Bevestiging van bepaalde onderbrekingen afhankelijk van de weersomstandigheden;
- In rekening brengen, bij de netontwikkeling, van tijdelijke overbelastingcapaciteiten van de elektrische uitrustingen.

4.2.2 Evolutie naar hogere spanningsniveaus

Elia streeft naar een globaal optimum voor het hoogspanningsnet dat ze beheert op basis van de regionale en federale bevoegdheden. Het hoogspanningsnet dient immers als een harmonieus geheel gezien te worden, waar het federaal transmissienet en de verschillende regionale netten (het plaatselijk vervoernet in Vlaanderen) een integraal deel van uitmaken. Zo dient ook de totale transformatiecapaciteit richting de distributienetten beschouwd te worden, nl. het geheel van projecten op niveau van het plaatselijk vervoernet die deze transformatiecapaciteit verhogen, samen met deze op federaal niveau. Om die reden omvat dit plan eveneens, ter informatie, enkele investeringen op federaal niveau die de transformatiecapaciteit richting de middenspanningsnetten van de distributienetbeheerder beïnvloeden.

Het stijgen van het lokale verbruik of de komst van decentrale productie kan ertoe leiden dat de capaciteit van het lokale 36 kV- of 70 kV-net overstegen wordt. Een evolutie naar een hoger spanningsniveau zoals 150 kV geniet dikwijls de voorkeur ten opzichte van een verdere versterking van deze bestaande netten. Deze overgang is immers vaak kosten- en energie-efficiënter (gezien de lagere netverliezen), leidt tot minder complexe exploitatiesituaties, en beperkt bovendien de verscheidenheid aan (nieuwe) toestellen en materialen, wat ook voordelen biedt in de huidige context van marktschaarste voor hoogspanningsmateriaal alsook later in asset-beheer.

Het blijkt eveneens meer en meer dat het de voorkeur verdient om een transformatie naar de middenspanningsnetten rechtstreeks te voorzien vanuit de hogere spanningsniveaus in plaats van vanuit de 36 kV- of 70 kV-netten. Op deze manier worden immers deze lagere spanningsniveaus ontlast, en kunnen versterkingen van het 36 kV- of 70 kV-net vermeden worden. Vaak beantwoordt deze investering ook aan een vervangings- of versterkingsnood

van een middenspanningstransformator. Dit principe geldt voornamelijk op plaatsen met een hoge verbruiksdensiteit, zoals in de stedelijke gebieden of industriële zones.

Een evolutie naar een hoger spanningsniveau kan ook te verkiezen zijn indien het net ingrijpende herstructureringen ondergaat. Vele onderstations, middenspanningstransformatoren en verbindingen van de 36 kV- en 70 kV-netten bereiken immers hun einde levensduur, hetgeen een opportuniteit vormt om deze overgang te bewerkstelligen. Zo worden lange 36 kV- en 70 kV-verbindingen die hun einde levensduur bereiken vervangen door transformatoren 150/70 kV of 150/36 kV om de voeding van de 70 kV- en 36 kV-netten te blijven verzekeren, en tegelijk een lokaal 150 kV net op te bouwen. Dergelijke oplossingen kunnen ook nodig zijn wanneer de groter wordende vermogensuitwisselingen op de hogere spanningsniveaus zich verderzetten op de lagere spanningsniveaus en deze hierdoor overbelast worden.

4.2.3 Instrumenten voor een proactieve aanpak

Netversterkingen bundelen in clusterzones

In aanvulling op het optimaal gebruik van de reeds aanwezige onthaalcapaciteit kunnen andere zones worden geïdentificeerd waarbij op basis van een technisch-economische analyse de noodzakelijke netversterkingen kunnen worden voorzien. Idealiter worden dergelijke zones ex ante vastgelegd door een gepast beleid en de productie- of afname-eenheden gegroepeerd in clusterzones om zo het elektriciteitsnet op een adequate wijze te kunnen dimensioneren. Deze ontwikkelingen dienen doorgaans reeds proactief te worden opgestart voorafgaand aan de effectieve aansluitingsaanvragen van kandidaat netgebruikers. De tijd die nodig is voor de aanleg van de vereiste infrastructuur en de termijnen voor het verkrijgen van vergunningen zijn immers vaak niet verenigbaar met de gevraagde uitvoeringstermijnen.

Samenwerking met overheden, havenbesturen en distributienetbeheerders

De overheden kunnen bijdragen aan de snelle, doeltreffende en economisch verantwoorde ontwikkeling van nieuwe industrie of decentrale productie door op korte en op middellange termijn een beleid te voeren dat zowel aan projectontwikkelaars als aan de betrokken netbeheerder(s) duidelijkheid verschaft over de geografische zones die zijn geselecteerd voor de verdere ontwikkeling van nieuwe industrie of van decentrale productie.

Een dergelijke aanpak zou ervoor zorgen dat de aansluiting van de nieuwe eenheden een win-winsituatie kan opleveren: indien nodig kunnen de beheerders van het elektriciteitsnet enerzijds immers hun infrastructuur doelgericht versterken met het oog op de (toekomstige) aansluitingen in deze zones, met een grotere zekerheid op de duurzaamheid van dergelijke anticipatieve netinvesteringen. Anderzijds krijgen op die manier ook de netgebruikers zicht op een snellere aansluitbaarheid van hun toekomstige industriële installaties of productieparken op het elektriciteitsnet.

De laatste jaren is er effectief een evolutie merkbaar naar een zekere sturing vanuit de provinciale overheden in Vlaanderen voor de lokalisatie van decentrale productie-eenheden in het bijzonder voor windturbines. Elia moedigt dit uiteraard aan en houdt nauw contact met de verschillende provincies waarbij informatie wordt uitgewisseld langs beide kanten. Een

gelijkaardige trend is tevens merkbaar voor de lokalisatie van windturbines in de Vlaamse havens, waarbij de havenbesturen een ondersteunende rol opnemen.

Ontwikkeling van 30 kV/36 kV-netten

Het is noodzakelijk dat Elia en de distributienetbeheerder de netinfrastructuur op gecoördineerde wijze ontwikkelen, gelet op de grootte, het aantal en vooral de gespreide ligging van de betrokken decentrale productie-eenheden.

Techno-economische analyses die Elia samen met de distributienetbeheerder uitvoert bevestigen de relevantie van een spanningsniveau dat voldoende hoog is om de aansluiting van clusters van decentrale productie te ontvangen.

De perimeter voor aansluitingen op middenspanning (10 tot 15 kV) is namelijk beperkt tot een straal van 10 à 15 km rond het koppelpunt. Wanneer grotere vermogens aangesloten moeten worden, potentieel ook buiten de bovenvermelde perimeter, is het mogelijk dat het huidige middenspanningsniveau niet voldoet voor zulke aanvragen. Deze omstandigheden doen zich voor bij ontwikkeling van nieuwe KMO-zones en aansluiting van grotere clusters van decentrale productie of een combinatie van beide. Aangezien een oplossing op 10 of 15 kV hier niet mogelijk is en een uitbouw van het 70 kV- of het 150 kV-net een te hoge kost betekent voor het beperkte vermogen dat moet worden aangesloten, is een 30 of 36 kV-spanningsniveau de beste keuze. In dit verband besliste Elia eind 2010 in samenspraak met de distributienetbeheerder tot de ontwikkeling van lokale 30 of 36 kV-hubs, indien uit techno-economische analyses blijkt dat dit de beste oplossing is.

Tot nu toe zijn verschillende 30-36 kV-hubs gerealiseerd voor de aansluiting van decentrale productie in samenwerking met de betrokken distributienetbeheerder. Het gaat om investeringen in Lokeren, Beveren-Waas, Hoogstraten en Eeklo-Noord. Elia gaat ervan uit dat het aantal hubs in de toekomst nog zal toenemen eenmaal de plannen van provincies en havenbesturen concreet worden ingevuld.

4.2.4 Behoefte aan bijkomende transformatiecapaciteit naar middenspanning ten gevolge van een toename van de afname in het middenspanningsnet

Hoofdstuk 0 beschrijft hoe de systeembehoeften (noden) bepaald worden, in samenspraak met de distributienetbeheerder. Na het vaststellen van een nood, dient een oplossing uitgewerkt te worden om aan de nood tegemoet te komen.

Zoals reeds eerder vermeld, streeft Elia er continu naar om de bestaande infrastructuur zo optimaal mogelijk te benutten. Bij een nood aan bijkomende transformatiecapaciteit naar middenspanning omwille van een stijging van de afname, wordt ook hier steeds het techno-economisch optimum gezocht in samenspraak met de distributienetbeheerders.

In geval van een overschrijding van de transformatiecapaciteit naar middenspanning in een onderstation is de aanpak als volgt:

- Samen met de distributienetbeheerder wordt nagegaan wat de mogelijkheden zijn om belasting over te hevelen naar naburige onderstations teneinde een netversterking te vermijden;

- Indien een belastingoverheveling onmogelijk is, zal allereerst getracht worden het vermogen van de aanwezige transformatie te verhogen door het plaatsen van een bijkomende transformator en/of het vervangen van een bestaande transformator door een type met een hogere transformatiecapaciteit;
- Een nieuwe site zal enkel opgericht worden in geval van een volledige verzadiging van de bestaande sites.

Een complementaire analyse gaat na hoe de graad van overschrijding van de beschikbare transformatiecapaciteit evolueert in de toekomst, en laat toe de investering op het aangewezen moment te voorzien, in het kader van het dynamisch beheer van de projectportefeuille.



4.3 Actieplannen rond congestiebeheer als mitigatiemaatregel

In lijn met de met Fluvius afgestemde noden plant Elia de nodige investeringen in haar hoogspanningsnet, volgens de algemene visie en principes toegelicht in Sectie 2.4. Elia anticipeert bij het lanceren van haar netinvesteringen zoveel als mogelijk op de toekomstevolutes om haar net hier tijdig op voor te bereiden. Echter, op het niveau van het plaatselijk vervoernet en de koppelpunten naar het distributienet, is het onmogelijk om lang op voorhand te voorspellen welke exacte noden zullen optreden op welke locaties, en kan er dus niet altijd tijdig geanticipeerd worden op concrete langetermijnsnoden, indien deze noden niet reeds door marktpartijen werden aangehaald tijdens de opmaak van de langetermijnhypothesen (die samen met een brede groep aan stakeholders opgemaakt worden, en publiek worden geconsulteerd). Daarom kunnen veel van deze investeringen pas correct bepaald en gelanceerd worden op het moment dat de lokale nood duidelijk en concreet wordt (o.a. in functie van concrete aanvragen tot netaansluiting).

Door de typisch lange doorlooptijden voor het realiseren van dergelijke infrastructuurprojecten, binnen de huidige context van marktschaarste, en natuurlijke beperkingen op de grootte van de projectportefeuille, zal het niet mogelijk zijn om alle geïdentificeerde noden (zoals beschreven in sectie 3.2.4) reeds met een gerealiseerde netversterking te beantwoorden tegen het optreden van de eerste congesties. Om hieraan het hoofd te bieden, hebben Elia en Fluvius samen een actieplan voor congestiebeheer opgezet met als doel het identificeren en implementeren van tijdelijke oplossingen en mitigatiemaatregelen die congesties kunnen vermijden in afwachting van de netversterkingen [ELI-8].

Sommige van deze maatregelen brengen de uitbating van het systeem dichterbij zijn limieten, waardoor de operationele systeemrisico's tijdelijk zullen toenemen, mogelijk ook gepaard met een toename aan niet-geleverde energie (Energy Not Served, ENS). Deze bijhorende risico's zijn echter aanvaardbaar gezien de maatregelen toelaten om op korte termijn de nodige onthaalcapaciteit te kunnen bieden aan de netgebruikers die wensen aan te sluiten op het net.

Het nieuwe actieplan voor congestiebeheer steunt op vijf maatregelen:

1. Kortetermijnmaatregelen op basis van marktflexibiliteit

Voor het Vlaamse net van Elia (30-70 kV) wordt momenteel aan een tussentijdse oplossing gewerkt om het mogelijk te maken dat bedrijven op korte termijn flexibel kunnen aansluiten. Deze maatregel kan al dit jaar worden ingezet, in afwachting van meer structurele oplossingen (maatregel 2). Ook bij Fluvius is een nieuw en tijdelijk 'fallback flex'-marktproduct opgezet op het distributienet waarbij bedrijven die zich in een congestiezone bevinden, kunnen instappen in een lokale flexibiliteitsmarkt. Dit kan bedrijven in congestiezones een tijdelijke oplossing bieden om toch aan te sluiten.

2. Een flexibel aansluitingscontract

Het elektriciteitsverbruik bij bedrijven is sterk afhankelijk van de concrete bedrijfsprocessen. Een bedrijf heeft niet op elk moment de volledige capaciteit van zijn aansluiting nodig. Vaak kan er flexibel geschakeld worden tussen elektriciteit (vb. e-boilers) en andere energiebronnen (zoals gas of een warmtekrachtkoppeling). Met een flexibele aansluitingsovereenkomst – die anders dan bij marktflexibiliteit bilateraal en contractueel tussen de netbeheerder en een bedrijf wordt vastgelegd – kan het gewenste verbruik van het bedrijf via modulatie afgestemd worden op de beschikbare capaciteit op dat moment. Dit principe bestaat al op het federale transmissienet (vanaf 110 kV), maar zou ook mogelijk worden op het Vlaamse distributienet en Vlaamse net van Elia (30-70 kV). De Vlaamse overheid werkt aan het regelgevende kader hieromtrent, in lijn met de Europese EMD5-richtlijn over deze materie. Eénmaal beschikbaar, kunnen de netbeheerders de flexibele aansluitingsovereenkomsten aanbieden.

3. Meer capaciteit op het hoogspanningsnet toelaten

Elia onderzoekt of en hoe transformatorstations tussen het Elia-hoogspanningsnet en Fluvius-distributienet beheerd en uitgebaat kunnen worden op een manier dat ze hun huidige limieten tijdelijk en veilig kunnen overschrijden, zonder de veiligheid (van personen of van het net) in het gedrang te brengen. Dit laat toe hun potentieel te maximaliseren en zo extra capaciteit te creëren op kritieke koppelpunten.

4. Aangepaste uitbating van het distributienet

Door de belasting over meerdere transformatorstations te spreiden en beter te herverdelen, ontstaat lokaal meer ruimte voor bijkomend vermogen op momenten dat dit nodig is. Deze maatregel vereist echter zorgvuldige afweging om de spanningskwaliteit en de lokale bevoorradingzekerheid te waarborgen. Met deze maatregel dient dus voorzichtig en doordacht te worden omgegaan.

5. Investerings in de transformatorstations, het hoogspanningsnet en het distributienet

De vijfde maatregel betreft het versterken van het hoogspannings- en distributienet. Deze netversterkingen worden door Elia en Fluvius volop gedefinieerd en ingepland, via nauw overleg (zie ook sectie 3.2.3). De effectieve realisatie van deze netversterkingen vraagt echter tijd, o.w.v. vergunningsprocedures, langere levertermijnen voor materialen, ... Vandaar dus ook het belang van de overige vier maatregelen, om reeds het hoofd te kunnen bieden aan optredende congesties in afwachting van de geplande netinvesteringen.

De investeringsprojecten op het plaatselijk vervoernet worden voorgelegd in voorliggend investeringsplan, en ook de investeringsprojecten op het

distributienet worden door Fluvius voorgesteld in zijn investeringsplan 2026-2035.

4.4 Flexibiliteit in het kader van congestiebeheer

Het inzetten van flexibiliteit in het kader van congestiebeheer kan in hoofdzaak twee doelen dienen:

- Het faciliteren van een snellere aansluiting van nieuwe netgebruikers, in afwachting van een geplande netversterking;
- Het vermijden (of uitstellen) van netversterkingen indien de inzet van flexibiliteit socio-economisch optimaler blijkt dan het lanceren van een investeringsproject (ook rekening houdend met technische randvoorwaarden).

Deze twee doelen hebben een verschillende onderliggende filosofie en dienen vanuit maatschappelijk oogpunt dus ook op een andere manier benaderd te worden.

4.4.1 Faciliteren van een snellere aansluiting van nieuwe netgebruikers

Zoals beschreven in 4.1.1 is het aantal aanvragen tot netaansluiting recent zeer sterk gestegen, zowel op niveau van het distributienet als op niveau van het plaatselijk vervoernet, wat de druk op het elektriciteitsnet gevoelig verhoogt. De netinvesteringen om het net voor te bereiden op deze evoluties werden gelanceerd eens de locatie van de noden duidelijk werd (en maken ook integraal deel uit van voorliggend investeringsplan), echter deze hebben een zekere doorlooptijd. Om de netgebruikers reeds in afwachting van deze netversterkingen op het net aan te kunnen sluiten, zijn andere kortetermijnmaatregelen nodig. Zoals toegelicht in 4.3 hebben Elia en Fluvius hiertoe een gezamenlijk actieplan opgericht, gestoeld op vijf maatregelen. Twee van deze maatregelen hebben betrekking op de inzet van flexibiliteit voor het beheren van congesties.

In de Electricity Market Design Reform en specifiek de richtlijn (EU) 2024/1711 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 werd het artikel 6bis opgenomen. Dit artikel maakt het aanbieden van flexibele aansluitingsovereenkomsten mogelijk. Deze richtlijn dient nog omgezet te worden in de Vlaamse wet- en regelgeving. Dit Vlaams kader is momenteel in opmaak bij VEKA middels een ontwerpdecreet tot wijziging van het Vlaams Energiedecreet, voor wat betreft het invoeren van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten. Een publicatie van dit herziene Energiedecreet wordt verwacht in 2026. Naast dit decretale kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten zal er nog verdere uitwerking in de technische reglementen van de Vlaamse Nutsregulator alsook uitwerking en implementatie nodig zijn bij Elia en Fluvius, als beheerders van respectievelijk het plaatselijk vervoernet en het distributienet.

Met dergelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten – die anders dan bij marktflexibiliteit bilateraal en contractueel tussen de netbeheerder en een netgebruiker wordt vastgelegd –

kan het gewenste verbruik van de desbetreffende netgebruiker via modulatie afgestemd worden op de beschikbare capaciteit op dat moment. Dit zorgt ervoor dat bedrijven, in afwachting van de realisatie van een netinvestering, reeds aangesloten kunnen worden op het net. Deze betreft dus een overbrugging tot de finalisatie van de netinvestering waarbij de flexibele aansluiting omgevormd kan worden naar een niet-flexibele aansluiting. Op die manier dienen aansluitingsaanvragen niet geweigerd te worden wegens risico's op het optreden van congesties.

In afwachting van dit volwaardig kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten, is het flexibiliteitsproduct "fall-back flex PVN" onder voorwaarden goedgekeurd door de Vlaamse Nutsregulator op 24 september 2025. Deze tussenoplossing maakt het mogelijk om, in afwachting van de omzetting van EMD5, reeds een aansluiting aan te bieden bij een geïdentificeerde flexibiliteitsnood. Dit is belangrijk om de energietransitie niet te vertragen. Bij realisatie van de noodzakelijke netversterkingen, wordt dergelijk "fall-back flex PVN"-contract omgevormd naar een vast aansluitingscontract. De "fall-back flex PVN"-contracten komen ten laatste te vervallen van zodra het ontwerpdecreet rond flexibele aansluitingsovereenkomsten wordt gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad, waarbij deze contracten zullen worden omgevormd naar flexibele aansluitingsovereenkomsten.

4.4.2 Het vermijden (of uitstellen) van netversterkingen

Naast het inzetten van flexibiliteit voor het sneller kunnen aansluiten van netgebruikers, voorafgaand aan de realisatie van de nodige netinvesteringen, kan, in lijn met het energie-efficiëntie principe, het inzetten van systeemflexibiliteit ook een volwaardig alternatief zijn voor bepaalde netinvesteringen. Indien de technische, maatschappelijke en economische randvoorwaarden dit toelaten, kunnen met andere woorden bepaalde (soms ingrijpende) netinvesteringen worden vermeden of uitgesteld. Dit laat bijvoorbeeld toe om een dure netversterking te vermijden indien deze slechts nodig is om een (zeer) beperkte hoeveelheid aan modulering van netgebruikers te vermijden.

In tegenstelling tot bij het faciliteren van een snellere aansluiting van nieuwe netgebruikers, waar het inzetten van flexibiliteit eerder tijdelijk is tot de realisatie van de geplande netinvestering die de congesties oplost, wordt in dit kader dus eerder gerekend op een meer permanente aanwending van flexibele middelen om congesties op het net te beheren, als maatschappelijk optimale keuze indien deze redelijker en kost-efficiënter blijkt dan een netinvestering.

Het huidige wettelijk en regelgevend kader laat toe om congesties te beheren via de aankoop van flexibiliteitsdiensten. Dit kan flexibiliteit zijn die aangekocht wordt via marktflexibiliteit. Elia zal in het najaar van 2025 een marktbevraging lanceren bij haar netgebruikers van het plaatselijk vervoernet. Deze marktbevraging heeft als doel om in kaart te brengen welke volumes flexibel beschikbaar zijn voor congestiebeheer, of hierbij specifieke omstandigheden in acht genomen moeten worden (zoals timing van activatie, maximale duurtijd van een activatie, etc.) en of netgebruikers bereid zijn deze flexibele volumes aan te bieden via marktproducten tegen vergoeding. Daarnaast dient dan ook nog onderzocht te worden of deze marktflexibiliteit economisch efficiënt en zonder risico op marktverstoring kan worden ingezet in een vermaasd net zoals het plaatselijk vervoernet. De huidige wetgeving bepaalt verder ook

dat alle productie- en opslageenheden met een vermogen groter dan 1 MVA (type B) of uitgerust met telecontrole moeten deelnemen aan gereserveerde technische flexibiliteit in het kader van congestiebeheer. Voor het beheer van congesties op het plaatselijk vervoernet betreft dit zowel eenheden aangesloten op het plaatselijk vervoernet zelf als eenheden aangesloten op het onderliggend distributienet. Vandaag komen, voor wat betreft eenheden aangesloten op het plaatselijk vervoernet, 103 productie-eenheden en 3 energieopslagsystemen in aanmerking voor gereserveerde flexibiliteit, goed voor een totaal vermogen van 1,4 GVA. Voor wat betreft eenheden aangesloten op het distributienet, meldt Fluvius in zijn investeringsplan 2026-2035 dat vandaag binnen zijn werkgebied een afregeling van het vermogen van de installaties mogelijk is bij 1.798 productie-eenheden (voor een totaal geïnstalleerd vermogen van 3,7 GVA) en bij 28 energieopslagsystemen.

Binnen dit huidig kader, met de systeemflexibiliteit die vandaag beschikbaar is voor het beheer van congesties, past Elia vandaag op basis van een risico-inschatting reeds een afweging t.o.v. de beschikbare systeemflexibiliteit toe bij het definiëren van haar netinvesteringen. Wanneer het verwacht risico op optreden van congesties zeer laag is, en er middelen voorhanden zijn om deze congesties op te lossen, zal Elia vandaag reeds in bepaalde gevallen opteren om (nog) geen netinvestering te lanceren. De eventueel optredende congesties zullen dan operationeel worden beheerd met de beschikbare flexibele middelen. Voorbeelden hiervan zijn gevallen waarbij congesties enkel optreden in geval van onderhoud op specifieke delen van het net, of wanneer slechts curatieve flexibiliteit (en dus geen preventieve flexibiliteit) vereist is bij het optreden van een incident (zie verder voor een beschrijving van beide types van flexibiliteitsactivatie). Deze beslissingen worden op regelmatige basis geherevalueerd, in functie van nieuwe ontwikkelingen zoals langetermijnsvooruitzichten of concrete aansluitingsaanvragen van netgebruikers.

In de toekomst zullen mogelijk ook permanente flexibele aansluitingen kunnen worden beschouwd als mogelijk alternatief voor een netinvestering, wanneer het wettelijk kader dit voorziet. Op deze manier zou er dan een afweging kunnen gemaakt worden tussen volgende drie opties:

1. Het lanceren een netinvestering (met desgevallend een tijdelijke flexibele aansluiting tot deze gerealiseerd is);
2. Aankoop van flexibiliteitsdiensten;
3. Permanente flexibele aansluiting.

Voor het beheer van congesties op het plaatselijk vervoernet of het transmissienet is het mogelijk om enerzijds flexibiliteit te benutten bij netgebruikers die rechtstreeks zijn aangesloten op deze netten, of anderzijds ook deze van netgebruikers die zijn aangesloten op het onderliggend distributienet van Fluvius.

Volumerapportering van activiteiten van flexibiliteitsdiensten

Art. 4.1.19 van het Energiedecreet bepaalt dat Elia in het investeringsplan een volumerapportering voorlegt m.b.t. activiteiten van flexibiliteitsdiensten op het plaatselijk vervoernet en op het distributienet door congestie op het plaatselijk vervoernet in de afgelopen twee jaar. Hiernaast rapporteert Elia ook jaarlijks aan de Vlaamse Nutsregulator over de situaties waarbij (technische) flexibiliteit wordt toegepast en geactiveerd.

In de afgelopen twee jaar (2023-2024) werden geen netgebruikers gemoduleerd die rechtstreeks op het plaatselijk vervoernet zijn aangesloten. Voor eenheden op het distributienet werden er 5 effectieve activiteiten geobserveerd in 2023, die werden gemoduleerd ten gevolge van congesties op het plaatselijk vervoernet of federaal transmissienet. In 2024 vonden 15 dergelijke activiteiten plaats op het distributienet.

Deze activiteiten, op het plaatselijk vervoernet respectievelijk het distributienet, kunnen samengevat worden in volgende tabel, met de totaal jaarlijks afgeregelde energievolumes, alsook de gemiddelde duur en vermogen van een activatie op elk van deze netten. Hierbij is op te merken dat deze cijfers enkel de activiteiten ten gevolge van congesties op het plaatselijk vervoernet of federaal transmissienet betreffen, waarbij effectief een bepaald volume werd afgeregeld. De hogere activatievolumes in 2023 zijn hoofdzakelijk te wijten aan langdurigere snijdingen in het net.

Modulering klanten op plaatselijk vervoernet

Jaar	Aantal	Energie	Gem. vermogen	Gem. duurtijd
2023	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
2024	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.

Modulering klanten op distributienet

Jaar	Aantal	Energie	Gem. vermogen	Gem. duurtijd
2023	5	448,3 MWh	6,5 MVA	37,3 uur
2024	15	35,5 MWh	5,3 MVA	1,7 uur

Het is hierbij belangrijk op te merken dat dergelijke afgeregelde volumes slechts een kleine fractie uitmaken van de totale injectie van de netgebruikers (bijv. de gemiddelde activatieduur in 2023 stemt overeen met een activatie gedurende 0,43% van de tijd op jaarbasis, in 2024 betrof dit zelfs slechts 0,019% van de tijd).

Preventieve vs. curatieve flexibiliteit

Afhankelijk van de grootteorde van (potentieel) optredende congesties, kan het nodig zijn om flexibiliteit ofwel preventief te activeren, ofwel curatief.

In een eerste geval kan een optredend incident leiden tot hoge overbelastingen op het net. Deze overbelastingen kunnen niet gedragen worden door de netelementen (de assets) waarop deze overbelasting optreedt, zelfs niet heel tijdelijk. Om in dit geval een N-1 veilig net te garanderen, dient er reeds geanticipeerd te worden op een mogelijk netincident door de stromen op het net te verlagen tot een aanvaardbaar niveau in gezonde nettoestand, zodat er na het eventueel later optreden van een netincident geen onbeheersbare overbelastingen zouden ontstaan. Dit verlagen van de stromen door gebruik te maken van flexibiliteit bij de netgebruikers, noemen we het **preventief** toepassen van flexibiliteit – m.a.w. het preventief inzetten van flexibiliteit zal steeds nodig zijn wanneer een asset zwaar overbelast dreigt te geraken na een incident, ongeacht of er zich later effectief een netincident voordoet of niet. Hierbij is het evenwel belangrijk op te merken dat preventieve flexibiliteit vaak ook in (close-to) real-time kan worden geactiveerd, op basis van effectieve metingen, waardoor er dus geen rekening gehouden moet worden met mogelijke voorspellingsfouten.

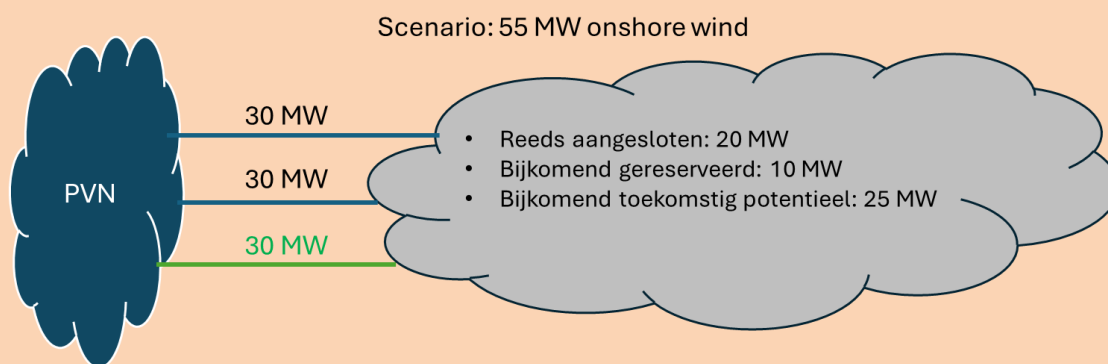
In een tweede geval kan een optredend incident leiden tot overbelasting die binnen de marges van de tijdelijke overbelastbaarheid van de netelementen valt, voor een bepaalde tijdsduur, en waarbij de overbelasting binnen deze tijdsduur operationeel geremedieerd kan worden (bijv. door het afregelen van de betrokken netgebruiker). In dit geval is er slechts een modulatie van de netgebruiker nodig nadat er zich ook effectief een netincident heeft voorgedaan. Dit noemen we het **curatief** toepassen van flexibiliteit. Bij curatieve flexibiliteit zal een netgebruiker veel minder vaak gemoduleerd moeten worden dan bij preventieve flexibiliteit, aangezien de waarschijnlijkheid van het effectief optreden van een netincident zeer gering is – een effect dat niet speelt bij preventieve flexibiliteit waar er niet kan worden afgewacht of er zich effectief een incident voordoet.

4.4.2.1 Toekomstig afwegingskader

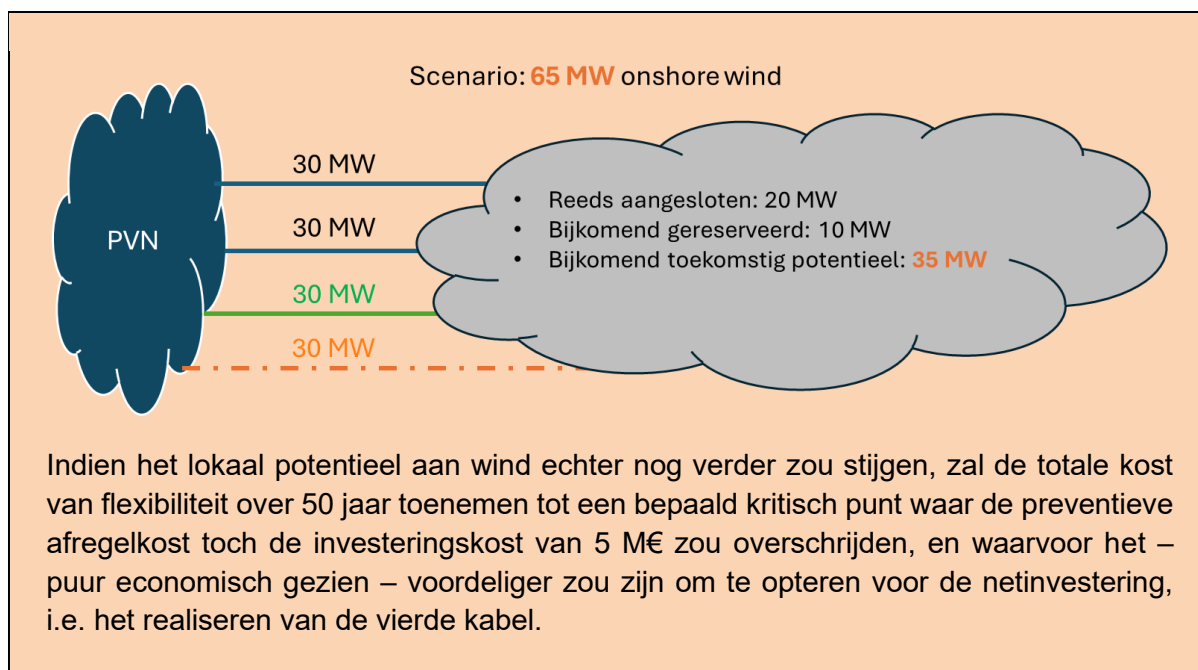
Om op grotere schaal een afweging te kunnen maken tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten enerzijds, en een netinvestering anderzijds, is een eenduidig afwegingskader nodig. Dit kader moet, gestoeld op een éénduidige methodologie en objectieve criteria, toelaten om een duidelijke keuze te faciliteren tussen het inzetten van flexibiliteit of het lanceren van een netinvestering.

Elia werkt momenteel een nieuwe visie voor dergelijk afwegingskader uit, waarbij ook significantere hoeveelheden aan flexibiliteit (bijvoorbeeld preventieve flexibiliteit) binnen de afweging zouden kunnen leiden tot het niet opstarten van een netinvestering, indien dit de meest redelijke en kost-efficiënte optie blijkt. Hierbij dient echter een meer diepgaande methodologie uitgewerkt te worden, met als hoofdprincipe om een techno-economisch optimum na te streven voor de maatschappij. Het toekomstig kader wordt principieel uitgelegd aan de hand van een illustratief (fictief en vereenvoudigd) voorbeeld:

Er wordt in een bepaalde zone een windproductiepark uitgebaut. Hiervoor is er reeds 20 MW verbonden aan het plaatselijk vervoernet en is er een bijkomende reservering van 10 MW capaciteit. Om hier een bedrijfszeker (N-1 veilig) net te waarborgen zijn er reeds twee kabels aangelegd, elk met een capaciteit van 30 MW, om deze zone te verbinden met de rest van het net. Hier bovenop werd een bijkomend windpotentieel van 25 MW geïdentificeerd. Dit geeft een totale verwachte injectiecapaciteit in de komende jaren van 55 MW in de zone. Er wordt anticipatief een derde kabel als netinvestering voorzien om ook deze potentieel bijkomende capaciteit te kunnen onthalen (ook in N-1 toestand). Deze drie kabels vormen samen een N-1 capaciteit van 60 MW, en kunnen zo dus de volledige toekomstige windproductie in de zone dekken, ook na incident.



Indien dit toekomstig bijkomend windpotentieel nu echter 35 MW zou betreffen, zou met de huidige criteria voor netontwikkeling ook een investering in een vierde kabel gelanceerd worden om de N-1 te waarborgen. Deze netinvestering heeft een bepaalde investeringskost, bijvoorbeeld 5 M€. Langs de andere kant zou er ook voor kunnen worden geopteerd om de netinvestering niet uit te voeren, maar gebruik te maken van de vereiste (preventieve) afregeling van windproductie in de zone, wat zou leiden tot een (hypothetische) hoeveelheid van 75 MWh aan afgeregelde injectie per jaar. Deze afregeling komt ook met een welbepaalde kost, ter illustratie wordt een assumptie genomen van een afregelkost van 120 €/MWh. De totaal te verwachten jaarlijkse afregelkost komt dan neer op 9 k€/jaar, ofwel – gezien over een levensduur van een potentieel nieuwe kabel van 50 jaar – een totale afregelkost van 450 k€ die vermeden zou worden indien er een nieuwe, vierde kabel zou worden gerealiseerd. In dit fictief geval zal dus de kost van een nieuwe kabel niet opwegen tegen de kost van preventieve afregeling, en dus zou er – puur economisch gezien – voor kunnen worden geopteerd om de vierde kabel niet te realiseren maar wel te rekenen op (preventieve) afregeling om de assets te beschermen tegen overbelastingen indien een incident op één van de kabels zou optreden (N-1 toestand).



De afweging kan echter geen puur economisch gegeven zijn, maar moet binnen een bredere socio- en techno-economische context beschouwd worden waar niet enkel economische maar ook technische en maatschappelijke randvoorwaarden gelden.

Zo stelt zich de vraag of er geen limietwaarde (drempelwaarde) dient geplaatst te worden op de afregeling van bepaalde technologieën, zoals hernieuwbare productie (om de energietransitie niet af te remmen maar ook in functie van bestaande regelgeving). Dit leidt tot verdere vraagstukken, zoals op welk overkoepelend niveau deze drempelwaarden moeten vastgelegd en beschouwd worden (nationaal, regionaal, lokaal, per netgebruiker, ...) en met welke parameter (maximale afgeregelde energie [MWh] of maximale capaciteit [MW]).

Hiernaast moet de technische capaciteit voor modulering ook effectief beschikbaar zijn wanneer deze nodig is voor het lokaal congestiebeheer, op de juiste locatie. Zeker in een vermaasd net (zoals het geval is voor het plaatselijk vervoernet) speelt de locatie van de beschikbare middelen voor afregeling een cruciale rol. Immers, als de geanticipeerde flexibiliteit voor congestiebeheer, waarmee in het afwegingskader tijdens netplanning rekening wordt gehouden en op basis waarvan het kader mogelijk zou leiden tot een beslissing om niet te investeren in een netversterking, later in uitbating niet gegarandeerd aanwezig is, kunnen optredende congesties niet met deze flexibele middelen worden opgelost. Hieropvolgend zullen (mogelijk andere) netgebruikers – wiens achterliggende bedrijfsprocessen mogelijk geen flexibele uitbating toelaten – moeten worden afgeschakeld. Een ondoordacht opgezet en bij netplanning toegepast systeem brengt zodus de lokale bevoorradingszekerheid in gevaar – een risico dat niet iteratief kan worden opgelost gezien de grote doorlooptijden tussen netplanning en realisatie van de nieuw geïdentificeerde investeringen. Vandaag bestaat er echter geen eenduidig in regelgeving vastgestelde methodiek die toelaat om in te schatten of de nodige regelcapaciteit beschikbaar zal zijn voor lokaal congestiebeheer, op het moment dat deze nodig is, en wel op de juiste locatie.

Verder moet dergelijk proces, waarbij er potentieel op grote schaal op flexibiliteit gerekend wordt, ook operationeel uitvoerbaar zijn en mag dit de harmonieuze uitbating van het net niet in gevaar brengen. Zo dient erover gewaakt te worden dat het afwegings- en flexibiliteitskader leidt tot een consistente werking voor de maatschappij, waarbij vermeden wordt dat marktdeelnemers op strategische wijze kwetsbaarheden van het systeem kunnen uitbuiten voor oneerlijke winsten (vb. de zogenaamde 'Inc-Dec gaming', een risico dat optreedt bij markt-gebaseerde vergoedingen, dat kan leiden tot onnatuurlijk hoge kosten en een verstoring van de groothandelsmarkten).

Bovendien dient dit afwegingskader ook een ruimer geheel aan flexibiliteitsnoden in rekening te nemen, zoals de balanceringsmarkten, waarbij activaties ten behoeve van congestiebeheer mogelijk bestaande (en nodige) middelen voor de balanceringsmarkten zouden kunnen beperken. De methodologieën en processen voor het inschatten, en later inzetten van flexibiliteit voor congestiebeheer, dienen hier rekening mee te houden, en moeten kunnen verzekeren dat flexibele middelen niet 'dubbel geboekt' worden, i.e. dat er niet gerekend wordt op dezelfde flexibele middelen voor meerdere doeleinden.

De juiste producten en diensten dienen dus in dit kader uitgewerkt en beschikbaar te zijn, met geschikte achterliggende filosofieën en rekening houdend met andere flexibiliteitsnoden en -processen. Mogelijke producten kunnen bijvoorbeeld gebaseerd zijn op principes van verlaagde tarieven voor flexibele toegang, op principes van compensatie van activatie, waarbij het principe van optimalisatie voor de samenleving steeds in het achterhoofd gehouden dient te worden. Dergelijke producten moeten ook steeds getoetst worden aan het op dat moment geldende wettelijk en regulatorisch kader.

Naast de bovenstaande sociale en technische vraagstukken is ook een accurate inschatting van de (toekomstige) moduleringsvolumes en hiermee gepaarde kosten van belang om een optimale en robuuste beslissing te kunnen nemen binnen dit afwegingskader. Enerzijds zullen de inschattingen van de toekomstige volumes aan flexibiliteitsnoden voor congestiebeheer steeds gepaard gaan met een zekere mate van onzekerheid, aangezien deze gebaseerd zal zijn op bepaalde toekomsthypotheseën. Daarboven dienen, zoals hierboven aangehaald, de compensatiemechanismen ook nog verder uitgewerkt en vastgelegd te worden, waardoor het vandaag niet mogelijk is om een correcte inschatting van de flexibiliteitskost te maken, gelinkt aan het niet (of later) realiseren van een welbepaalde netinvestering. Het is vandaag met andere woorden dus nog niet mogelijk om op correcte en accurate wijze een toekomstgerichte en gekwantificeerde afweging te maken tussen een netinvestering en het rekenen op flexibiliteit, aangezien de totale kostprijs van dit laatste niet correct ingeschat kan worden.

Finaal dient te worden opgemerkt dat, in termen van congestiebeheer, harmonisatie tussen de regio's en over de verschillende spanningsniveaus heen essentieel is. Dit niet enkel met het oog op het vermijden van distorsies, maar ook met het oog op een werkbare en (kosten-) efficiënte operationele uitvoerbaarheid. Immers, het transmissie- en plaatselijk vervoernet kunnen in de praktijk niet beschouwd worden als twee aparte netten, aangezien deze in de praktijk in elkaar verweven zitten. Om het congestiebeheer op dit verweven net beheersbaar te houden, dient dit volgens eenzelfde filosofie en werkwijze te worden opgezet. Hiernaast is een coherent en uniform kader ook noodzakelijk om, in het belang van de netgebruikers, een concurrentieslag voor netontwikkelingen tussen regio's en spanningsniveaus te vermijden en

om de netgebruikers een duidelijk en eenduidig kader te bieden, ongeacht de regio en het spanningsniveau waarop deze aangesloten zijn.

4.4.2.2 Een gefaseerde aanpak

Een uitrol van dergelijk nieuw kader brengt zoals vermeld heel wat uitdagingen met zich mee. Om aan deze problematiek een antwoord te kunnen bieden is een gefaseerde aanpak vereist.

In een eerste ontwerpfase dient een **concept** te worden uitgewerkt dat een antwoord biedt op elk van de nog openstaande vraagstukken. Hierbij dient een holistische systeembenadering te worden aangewend, waarbij de nodige aandacht wordt besteed aan de inherente complexiteit, de potentiële risico's, alsook de wisselwerking met andere uitdagingen en systemen. Gezien de potentiële impact op de samenleving dient hiervoor een traject van co-creatie opgezet te worden met regulatoren en marktpartijen. Het doel van deze eerste stap is om een marktbrede consensus te bereiken met betrekking tot de conceptuele modellen voor het afwegingskader, die wettelijk conform is en voldoet aan de verwachtingen van de marktpartijen en regulatoren en tegelijk aan de noden van het net. Hierbij is het, zoals hierboven aangehaald, belangrijk dat een harmonieus regio- en spanningsniveau-overschrijdend kader wordt uitgewerkt. Elia heeft de eerste stappen in dit traject van co-creatie reeds gezet, middels een workshop 'GUFlex'³³ met marktpartijen en regulatoren die op 15 november 2024 werd georganiseerd. Hier werd het beoogd toekomstmodel (het 'target model') conceptueel gepresenteerd en besproken, en werd tevens dieper ingegaan op verschillende van de openstaande vraagstukken zoals de vergoeding van de gemoduleerde netgebruikers. Bij het verder uitwerken van deze concepten zal ook rekening gehouden worden met de toekomstige wettelijke en regelgevende bepalingen³⁴ die momenteel uitgewerkt worden in dit kader, zowel qua inhoud als qua proces van uitwerking, goedkeuring en formalisatie van het afwegingskader.

In een tweede fase, na het bereiken van een consensus met de verschillende stakeholders, dienen deze nieuwe concepten in nog meer detail tegen het licht te worden gehouden via een meer diepgaande impactanalyse. Hierbij dienen specifieke risico's dieper geanalyseerd te worden, bijvoorbeeld risico's op marktmanipulatie ('gaming'), risico's op beschikbaarheid van flexibiliteit voor andere noden zoals evenwichtsmarkten, etc. Eens deze diepgaande analyse is uitgevoerd dient een gedetailleerd implementatietraject te worden opgezet, waarbij concreet wordt bepaald hoe, met welke middelen en volgens welke tijdslijn de detailconcepten kunnen worden vertaald en opgebouwd tot een operationeel en werkbaar geheel.

Na het bepalen van een implementatietraject dient de effectieve implementatie te worden opgestart. Afhankelijk van het uiteindelijke kader en het implementatietraject, kan deze implementatie heel breed gaan: dit kan gaan over het opzetten van nieuwe tools, het creëren van nieuwe (of aanpassen van bestaande) producten, alsook het definiëren en integreren van nieuwe of aangepaste processen en gereguleerde documenten (aansluitingscontracten etc.).

³³ Zie [Workshop on connection with flexible access \(15/11/2024\)](#)

³⁴ Elia doelt hier op de omzetting van artikel 6bis van de EMD5 in zowel Vlaamse, Waalse, Brusselse en Federale wet- en regelgeving. Specifiek voor het Vlaams Investeringsplan doelen we op de toekomstige invoering van het regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten.

Dit implementatietraject dient end-to-end te kijken, en dus rekening te houden met de volledige keten van netontwikkeling én -beheer, en alle aspecten die daarbij komen kijken. Zo dienen voor het in rekening nemen van flexibiliteitspotentieel bij het plannen van netinvesteringen o.a. een proces en methodologie geïmplementeerd te worden voor het evalueren van het (lokaal) potentieel en de beschikbaarheid van flexibiliteit (rekening houdend met de technische mogelijkheden), een methodologie uitgewerkt te worden voor het berekenen van ingeschatte geactiveerde volumes en hieraan gelinkte activatiekosten, en dient een eenduidig beslissingsproces te worden opgezet (rekening houdend met eventuele grenswaarden voor het inzetten van flexibiliteit voor congestiebeheer). Na de netplanningsfase dient deze flexibiliteit ook operationeel aangewend te kunnen worden voor congestiebeheer, op grotere schaal dan vandaag het geval is. Hiertoe dient het implementatietraject dan ook rekening te houden met ontwikkelingen in uitbating van het net, waarbij o.a. nieuwe processen en activiteiten moeten worden uitgewerkt gelinkt aan het berekenen en optimaliseren van het net (rekening houdend met de verschillende risico's voor het net en de evenwichts- en groothandelsmarkten) en het activeren van netgebruikers, alsook de processen en tools voor compensatie na activatie ('settlement') dienen te worden opgezet.

Finaal dient in een uiteindelijke Go-Live fase het geheel (eventueel gefaseerd) ook effectief in operatie worden genomen, gevolgd door een nauwgezette opvolging (en eventuele bijsturing) tijdens de eerste maanden/jaren. Hierbij is het belangrijk op te merken dat zelfs voor een eerste gedeeltelijke implementatie en Go-Live het belangrijk is om het detailkader (fases één en twee) reeds uitgewerkt te hebben, om te verzekeren dat deze eerste stappen later niet zullen leiden tot oncontroleerbare risico's.

4.4.2.3 Conclusie

Elia optimaliseert vandaag reeds zijn investeringsbeslissingen binnen het huidig regelgevend kader, waarbij door middel van risico-inschattingen een afweging gemaakt wordt tussen het lanceren van een netinvestering of het inzetten van operationele flexibiliteit om eventueel optredende congesties op het plaatselijk vervoernet op te lossen. Binnen dit huidig kader wordt de beslissing om niet te investeren genomen indien het risico op congesties zeer laag is (bijv. enkel indien curatief of bij onderhoud). Bovendien laten de huidige mature flexibiliteitsmiddelen gecombineerd met het huidig regelgevend kader enkel toe dergelijke principes toe te passen bij productie- of opslageenheden, en niet voor afname.

Om op grotere schaal een afweging te kunnen maken tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten enerzijds, en een netinvestering anderzijds, op basis van meer gedetailleerde afwegingscriteria, is een meer geavanceerd afwegingskader nodig. Elia heeft hiertoe vandaag reeds een duidelijke visie, waarbij een techno-economische afweging gemaakt moet worden tussen beide opties d.m.v. een gekwantificeerde kosten-baten analyse, maar waar ook belangrijke technische en maatschappelijke randvoorwaarden moeten worden beschouwd. Om naar dergelijk meer geavanceerd afwegingskader te evolueren dienen de nodige principes, methodologieën en producten ontworpen en geïmplementeerd te worden. Dit vergt een open en transparant maatschappelijk debat, alsook een verdere evolutie van wet- en regelgeving.

Enkele van de belangrijkste vragen die in dit kader beantwoord moeten worden zijn de volgende:

- » *Van welke type technologieën moet/kan flexibiliteit in rekening genomen worden in de afweging?*
- » *Hoe dient de kost van flexibiliteit gerekend te worden in de afweging? Zal deze gebaseerd zijn op een kader van compensatie per activatie of o.b.v. verminderde toegangstarieven in geval van flexibiliteit?*
- » *Dienen er drempelwaarden te worden gedefinieerd voor de afregeling van bepaalde technologieën? Op welk geaggregeerd niveau zouden deze drempelwaarden beschouwd worden en met welke parameter is deze te kwantificeren?*
- » *Hoe kan er gegarandeerd worden dat de nodige flexibiliteit ook effectief beschikbaar zal zijn, op de juiste locatie, wanneer de congesties zich voordoen? Hoe kan er hierop volgend ook gegarandeerd worden dat dit geen risico's met zich meebrengt voor andere flexibiliteitsnoden (bijvoorbeeld risico's op bevoorradingszekerheid)?*

Elia wenst het maatschappelijk debat hierrond nog in 2025 verder te openen, samen met de regulatoren. Het is hierbij onze intentie om tegen het volgende investeringsplan 2027-2037 een concrete eerste versie van een meer geavanceerd afwegingskader te hebben opgesteld die kan worden toegepast.

4.5 Beleid op het vlak van energie-efficiëntie

4.5.1 Wettelijke context

De Europese Richtlijn 2012/27/EU inzake energie-efficiëntie werd op 25 oktober 2012 goedgekeurd. Deze richtlijn bevat een groot aantal bepalingen, waarvan sommige betrekking hebben op het transport en de distributie van elektriciteit. Ondertussen is deze Verordening herzien (EU/2023/1791) en gepubliceerd op 10 oktober 2023, deze verhoogt de ambitie van de EU op het gebied van energie-efficiëntie aanzienlijk.

In de verordening wordt "energie-efficiëntie eerst" vastgesteld als een fundamenteel beginsel van het energiebeleid van de EU, waardoor het voor het eerst een wettelijke status krijgt. In de praktijk betekent dit dat de EU-landen energie-efficiëntie in aanmerking moeten nemen bij alle relevante beleids- en investeringsbeslissingen die in de energie- en niet-energiesector worden genomen.

De herziening van de richtlijn in 2023 volgt op een voorstel voor een herschikte richtlijn inzake energie-efficiëntie dat de Commissie in juli 2021 heeft ingediend als onderdeel van het Green Deal-pakket van de EU. Het voorstel van 2021 werd verder aangescherpt als onderdeel van het REPowerEU-plan, dat de Commissie in mei 2022 presenteerde en dat tot doel heeft de afhankelijkheid van de EU van de invoer van fossiele brandstoffen uit Rusland te verminderen.

De volledige uitvoering van de energie-efficiëntierichtlijn zal voor de EU van cruciaal belang zijn om te voldoen aan de toezegging van de Global Pledge om het wereldwijde tempo van

de verbetering van de energie-efficiëntie te verdubbelen van ongeveer 2 % tot meer dan 4 % in 2030.

Naast de Europese richtlijn, vereist Art. 2.1.1, 3 van het Technisch reglement voor het plaatselijk vervoer van elektriciteit in het Vlaamse Gewest tevens dat Elia de nodige informatie verstrekt over de beoordeling die hij uitvoert van het potentieel voor energie-efficiëntie van haar elektriciteitsinfrastructuur.

Voorliggend hoofdstuk geeft dan ook een overzicht en stand van zaken van de verschillende initiatieven die Elia onderneemt (of reeds heeft ondernomen) ter bevordering van de energie-efficiëntie van zijn elektriciteitsinfrastructuur, en meer specifiek van het plaatselijk vervoernet in het Vlaams Gewest.

4.5.2 Opvolging van de energie-efficiëntie maatregelen

Verhoging van de spanning van het hoogspanningsnet

In het kader van de ontwikkeling van zijn transmissienet bestudeert Elia, zoals ook vermeld in sectie 2.4.3.1, waar nodig het nut van het behoud (of niet) van verscheidene spanningsniveaus in eenzelfde geografische zone.

In het kader van zijn studies houdt Elia rekening met verscheidene factoren, zoals de prognoses voor de belasting en de productie, het einde van de levensduur van de verschillende assets, de harmonisering van het net en het beheer van het net, maar ook de eventuele impact op de netverliezen.

In verschillende gebieden van het land bestaan er al visies voor een upgrade van het spanningsniveau van bepaalde netten en de 'optimalisatie' van de verschillende bestaande spanningsniveaus.

Deze optimalisatie maakt een theoretische verlaging van de netverliezen met 50 tot 60% mogelijk³⁵, afhankelijk van de in aanmerking genomen zones. Niettemin moet worden opgemerkt dat het vermaasde karakter van het plaatselijk vervoernet en het transmissienet de nauwkeurige berekening en de meting van de winsten zeer complex maakt evenals het moeten kunnen vergelijken van twee situaties die beïnvloed worden door een veelheid aan externe parameters (temperatuur, topologie, ...) die niet gelijk zijn voor beide referentiesituaties.

Gebruik van energie-efficiënte transformatoren

De factor 'energie-efficiëntie' wordt in aanmerking genomen in de bestekken van de raamovereenkomsten voor de aankoop van transformatoren.

³⁵ De jouleverliezen zijn evenredig met het kwadraat van de vervoerde stroom. Een verhoging van de spanning verlaagt de jouleverliezen omgekeerd evenredig met het kwadraat van de spanningen. Een overgang van het spanningsniveau 6,6 kV naar het spanningsniveau 11 kV geeft bijvoorbeeld een theoretische vermindering van de verliezen met 64%.

Sinds zijn oprichting werkt Elia met raamovereenkomsten waarin het concept van de kapitalisatie van de verliezen is opgenomen met het oog op de beperking van de totale verliezen tijdens de volledige levensduur van de vermogenstransformatoren. In de praktijk betekent dit dat de fabrikanten hun design optimaliseren op basis van een gekapitaliseerde kostprijs van de verliezen, zowel belast als onbelast. De gunning van de raamovereenkomsten gebeurt op basis van de TCO (Total Cost of Ownership), waarin de kostprijs van de verliezen geactualiseerd is. Toen de nieuwe Europese Verordening over het ecologisch design (EU 548/2014 betreffende de tenuitvoerlegging van Richtlijn 2009/125/EG) van kracht werd, heeft Elia alle transformatoren van zijn raamovereenkomsten gecontroleerd en vastgesteld dat ze reeds allemaal voldoen aan de vereisten van bijlage 1 van de verordening (toepassing vanaf 21 juli 2021).

Ook bij de vernieuwing van de raamovereenkomsten voor de aankoop van nieuwe types transformatoren voor het Elia-net zal de Europese Verordening worden gerespecteerd.

Verlaging van het eigenverbruik van de onderstations

Het energieverbruik in de onderstations is volledig elektrisch en wordt in de meeste gevallen rechtstreeks gevoed vanuit het Elia net via een hulpdiensttransformator. We onderscheiden twee belangrijke categorieën van verbruikers, enerzijds het geheel aan technische installaties die instaan voor het functioneren van het onderstation en anderzijds de gebouwen met hun verwarming en verlichting. De marge om in te grijpen op het verbruik van de technisch installatie op zich is minimaal tot onbestaande. De focus van Elia's strategie ligt dan ook op de energie efficiëntie van de gebouwen op de meer dan 400 Elia onderstations alsook op het zoveel mogelijk compenseren van het resterende verbruik door eigen hernieuwbare productie door middel van zonnepanelen.

Het verbeteren van de energie efficiëntie van zowel bestaande als toekomstige gebouwen zal onder andere verwezenlijkt worden dankzij volgende acties:

- Renovatie van daken: extra isolatie bij het vernieuwen van de dakbedekkingen die einde levensduur zijn.
- Vervanging van de oudste gebouwen: bij het vernieuwen en uitbreiden van onderstations wordt voorrang gegeven aan nieuwbouw i.p.v. renovatie van oudere gebouwen.
- Gecentraliseerde monitoring en sturing van de verwarming en ventilatie voor bestaande en toekomstige gebouwen, dit moet toelaten het aantal draaiuren (verwarming) tot een minimum te beperken. De doelstelling is om tegen 2030 een 600-tal bestaande gebouwen over heel België, goed voor een oppervlakte van 132.000 m², hiermee uit te rusten. Aan het einde van 2024 werd het verwarmingssysteem van acht gebouwen, samen goed voor 2.670 m², succesvol uitgerust met een proefinstallatie. De algemene uitrol begint zodra het raamcontract beschikbaar is, in de tweede helft van 2025.
- Warmtepompen voor verwarmen en koelen zullen voorzien worden in nieuwbouw, naast de efficiëntiewinst anticiperen we hiermee ook oververhittingsrisico's door de klimaatverandering. In bestaande gebouwen zullen in functie van de levenscyclus en eventuele koelingsnoden geleidelijk aan de oudere, minder

efficiënte vormen van verwarming, eveneens vervangen worden door warmtepompen.

- Eigen productie van hernieuwbare energie: onze nieuwe gebouwen en een aantal bestaande onderstations zullen uitgerust worden met zonnepanelen om minstens het permanente verbruik van onze technische installaties te compenseren met eigen productie. In 2024 werden 3 kleinere proefinstallaties geïnstalleerd op bestaande gebouwen, samen goed voor 335 m². In 2025 worden ook enkele grotere installaties op de grond voorzien en vanaf 2026 zullen ook nieuwe gebouwen uitgerust worden. De doelstelling is om zo jaarlijks minstens 4.000 m² aan zonnepanelen te kunnen plaatsen.

Daarbovenop is een belangrijke hefboom het sensibiliseren van onze werknemers. Het efficiënt omgaan met energie hangt ook af van de dagdagelijkse acties van onze ploegen en mensen op het terrein.



Minder verplaatsingen dankzij opname en onderhoud op afstand

Alle Elia-meters zijn uitgerust voor opname en onderhoud op afstand. M.a.w., alles kan op afstand worden uitgevoerd. Alle meters zijn compatibel met 'smart metering'.

Ook alle vermogensschakelaars van het Elia-net kunnen op afstand worden bediend. Hetzelfde geldt voor alle scheidingschakelaars van de grote 70 kV onderstations en alle onderstations met een spanningsniveau van meer dan 150 kV.

De bediening op afstand van de uitrustingen en de opname op afstand van de meters zijn dus al vrij goed ontwikkeld op het net van Elia. Elia zoekt dus nieuwe innoverende technieken met gebruik van technologieën op afstand, met als doel:

- Minder onderhoud van het hoogspanningsmaterieel dankzij een betere evaluatie van de status van de assets en een aangepaste onderhoudsplanning;
- Onderhoud op afstand van de batterijen;
- Minder onderhoud van het laagspanningsmaterieel en de uitvoering ervan op afstand;
- Opname op afstand tijdens incidenten: er zijn jaarlijks ongeveer 500 incidenten. Met behulp van opname en foutlokalisatie op afstand kunnen verplaatsingen worden vermeden.

Na een positieve test van het concept (2013-2016) werd het implementatieproject Asset Condition & Control (ACC) in januari 2017 gestart.

ACC is bedoeld om de beschikbaarheid en de betrouwbaarheid van het net te verbeteren. Ondertussen volgt ACC de conditie op van meer dan 218.000 assets. Het betreft vermogenstransformatoren, shuntreactoren, vermogensschakelaars, scheiders en meettransformatoren in middenspanningsonderstations, AIS-onderstations, alsook alle GIS-onderstations, hoogspanningslijnen, ondergrondse kabels en dieselgeneratoren. De resultaten worden sinds 2018 gebruikt om de onderhoudsbeurten en de vervangingen van die uitrustingen te optimaliseren. Condition-based maintenance zorgt voor een reductie van de onderhoudsbehoeften en dus een reductie van het aantal verplaatsing voor het uitvoeren van onderhoud.

In 2018 werd er tevens een systeem voor maandelijkse en automatische dieseltests op afstand ontwikkeld, waardoor er voor dit type testen geen verplaatsingen nodig zijn en de loonkosten zoveel mogelijk beperkt worden. Er is nog wel een jaarlijks onderhoud ter plaatse dat door de leverancier wordt uitgevoerd. In 2024 werden 2.734 automatische testen uitgevoerd t.o.v. 1.629 en 1.391 testen in respectievelijk 2023 en 2022. Hierdoor werd een gelijklopend aantal verplaatsingen vermeden. Rekening houdend met een gemiddelde verplaatsing van 80 km, werd er meer dan 218.000 km aan verplaatsingen vermeden.

In 2025 zal Elia nog meer assets in het ACC opnemen. Momenteel wordt de ontwikkeling voor een onderhoudssysteem op afstand voor batterijen ingepland (testen zijn lopende, maar de uitrol wordt pas voorzien in de komende jaren), ook nu weer om het onderhoud te optimaliseren, vervangnoden sneller te detecteren en de verplaatsingen en de loonkosten zoveel mogelijk te beperken.

In september 2024 heeft Elia's ACC de ontwikkeling van de aangekondigde de Remote Reading Tool afgerond. Deze tool verzamelt automatisch gegevens uit de nieuwste digitale beveiligingstoestellen na een incident. De posten uitgerust met deze beveiligingstoestellen zullen voor het uitlezen van deze informatie dus niet meer bezocht moeten worden na een incident. Vandaag zijn er reeds 186 van deze uitrustingen verbonden. Het doel is om in 2025 ook de vorige generaties aan te sluiten, waardoor ongeveer 25% van de Elia onderstations op afstand kunnen worden verbonden via één of meerdere van de beveiligingstoestellen.

Gebruik van Dynamic Line Rating (luchtlijnen) en Real Time Thermal Rating (ondergrondse kabels)

Met DLR wordt de ogenblikkelijke temperatuur van de geleiders van luchtlijnen ingeschat door middel van de opmeting van de doorhang van de luchtlijn. Hiermee kan men beter inschatten welk vermogen de verbinding kan vervoeren. DLR wordt hoofdzakelijk gebruikt op de meest kritische luchtlijnen teneinde congesties te vermijden. Deze technologie wordt onder andere gebruikt om de impact van langdurige snijdingen die nodig zijn voor de installatie van thermische hoogperformante geleiders te verkleinen. Ze speelt eveneens een belangrijke rol voor de optimalisatie van de grensoverschrijdende fluxen.

DLR wordt voornamelijk op de hogere spanningsniveaus (150-380 kV) toegepast. Ze heeft echter duidelijk potentieel voor toepassingen op het regionale vervoernet. Zo werd een 70 kV luchtlijn in Wallonië uitgerust met DLR-modules. Hierdoor kan flexibele hernieuwbare energieproductie verlaagd worden in geval van onbeschikbaarheid van een naastliggende verbinding.

Het vervangen van geleiders op sommige 380 kV luchtlijnen door geleiders met een kleine thermische dilatatie die op hogere temperaturen kunnen uitgebraat worden, leidt tot het vrijmaken van een aantal DLR-modulen die op 70 of 150 kV luchtlijnen hergebruikt kunnen worden.

Voor ondergrondse kabels kan een gelijkaardige technologie toegepast, genaamd RTTR, waarbij de ogenblikkelijke (over)belastbaarheid van de kabels berekend worden o.b.v. parameters zoals de temperatuur van de grond, en de voorgaande belastingshistoriek van de kabels. Deze technologie wordt vandaag toegepast op verschillende ondergrondse kabels in het federaal transmissienet, inclusief op de offshore kabels.

Aansluiten van decentrale productie-eenheden onder voorwaarde van flexibiliteit

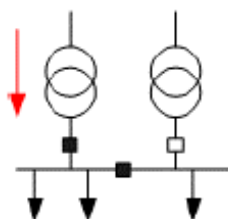
Deze aanpak, die de bestaande infrastructuur efficiënter benut, wordt steeds vaker toegepast voor de aansluiting van decentrale productie-eenheden. Dit wordt beschreven in paragraaf 4.2.1.

Buiten spanning stellen van de reservetransformatoren

Veel onderstations zijn met twee transformatoren uitgerust en worden geëxploiteerd met een transformator in dienst en een tweede als reserve. Als de eerste transformator uitvalt, wordt snel op de reservetransformator overgeschakeld.

De reservetransformator blijft in principe alleen in de wintermaanden onder spanning, wanneer de temperatuur onder een bepaalde drempel valt. Het spanningsvrij houden van de reservetransformatoren beperkt de ijzerverliezen in grote mate, zoals het onderstaande schema toont.

Concreet zullen zo de verliezen op het volledige net beheerd door Elia worden vermindert met naar schatting 22 GWh per jaar. Rekening houdend met een gemiddelde energieprijis van 44,44 €/MWh betekent dit een besparing van ongeveer 978 k€/jaar.



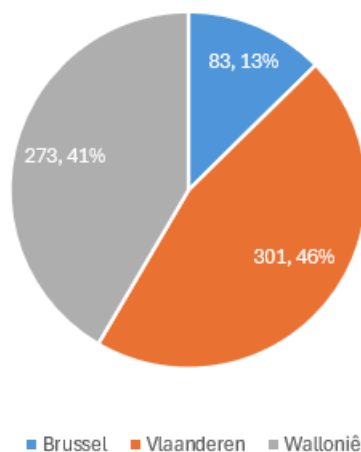
Figuur 4.4: Buiten spanning stellen van een reservetransformator

De ontwikkeling van decentrale productie heeft bovendien tot gevolg dat meer en meer reservetransformatoren in dienst worden geplaatst. Dit laat toe zoveel mogelijk productie op de bestaande infrastructuur aan te sluiten (zoals eerder beschreven).

Evolutie van de transformatoren vloot op gebied van energie-efficiëntie

In het kader van energie-efficiëntie heeft Elia de evolutie van de transformatorvloot in kaart gebracht. Hierbij werd telkens gekeken naar het aandeel van de vloot in dienst en hun overeenkomstige verliezen. Als tweede stap is de evolutie van deze verliezen in functie van de geplande vervangingsinvesteringen bekeken.

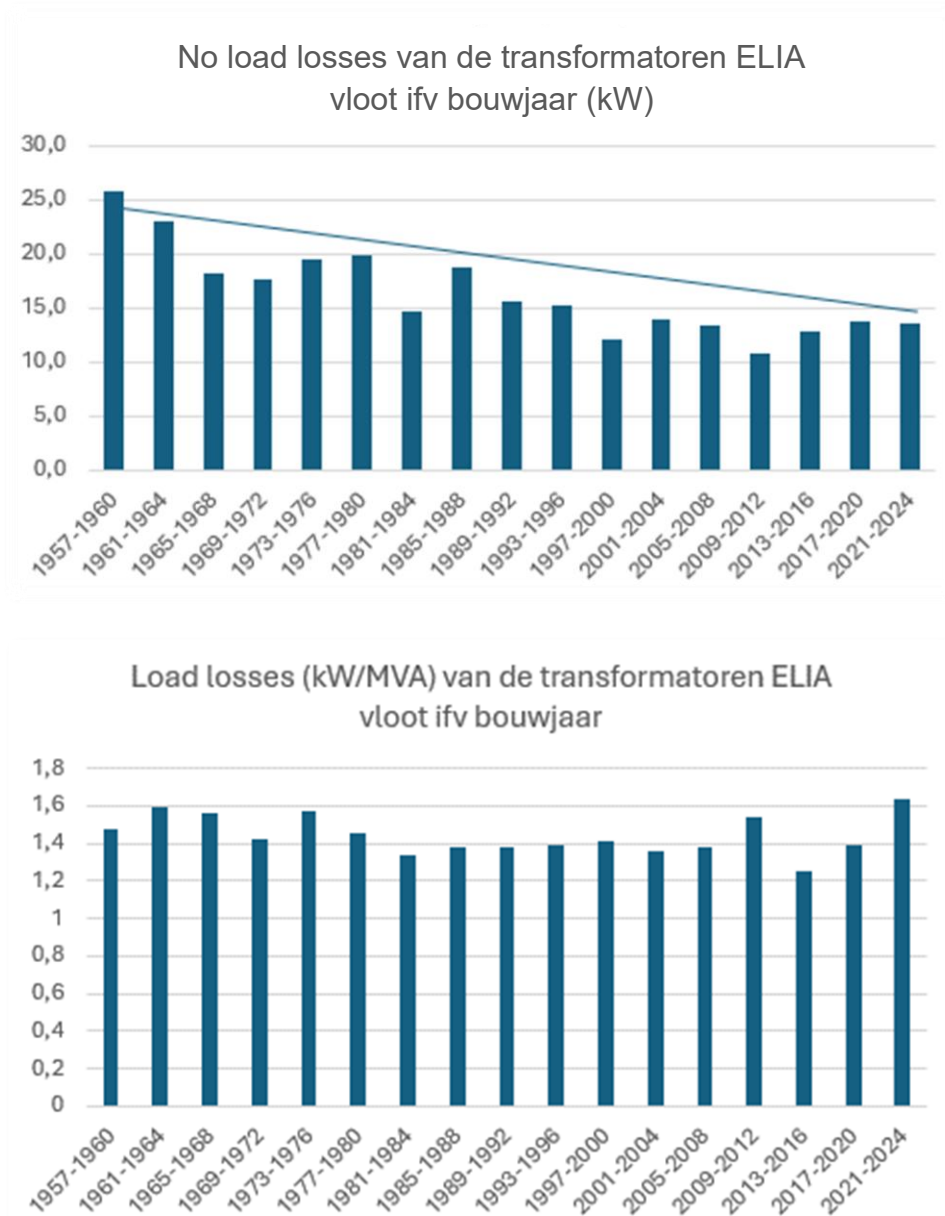
De betrokken transformatoren vloot omvat de transformatoren naar middenspanning met een primaire spanning kleiner dan of gelijk aan 70 kV. Dit geeft een totaal van 657 transformatoren binnen het Elia-net. De studie is beperkt tot de transformatoren die in dienst waren op 31/03/2025. Vervolgens is de vloot opgedeeld volgens de 3 regio's van het Belgisch net: Vlaanderen, het Brussels gewest en Wallonië.



Figuur 4.5: Verspreiding van de transformatoren <= 70 kV naar middenspanning

De verliezen van een asset zijn bepaald door zijn 'No load losses', verliezen onafhankelijk van de belasting, en de 'Load losses', verliezen afhankelijk van de belasting. Voor deze studie werd de belasting van elke individuele asset op 60% verondersteld.

Verouderde assets hebben doorgaans hogere verliezen dan recentere assets, dit komt duidelijk naar voren in onderstaande grafieken. Over de periode van 1960 tot 2021 zijn de 'No load losses' gemiddeld gedaald met 35% en de 'Load losses' met 20%.



Figuur 4.6: Verliezen van de transformatoren in het Vlaams Gewest

De levensduur van de transformatoren is ingeschat op +/- 60 jaar. In functie van hun toestand en de evoluerende netnoden worden de transformatoren opgenomen in de projectportefuille en vervangen door een recentere en efficiëntere asset.

Onderstaande tabel geeft het aantal transformatoren aan dat zal vervangen worden tegen 2036.

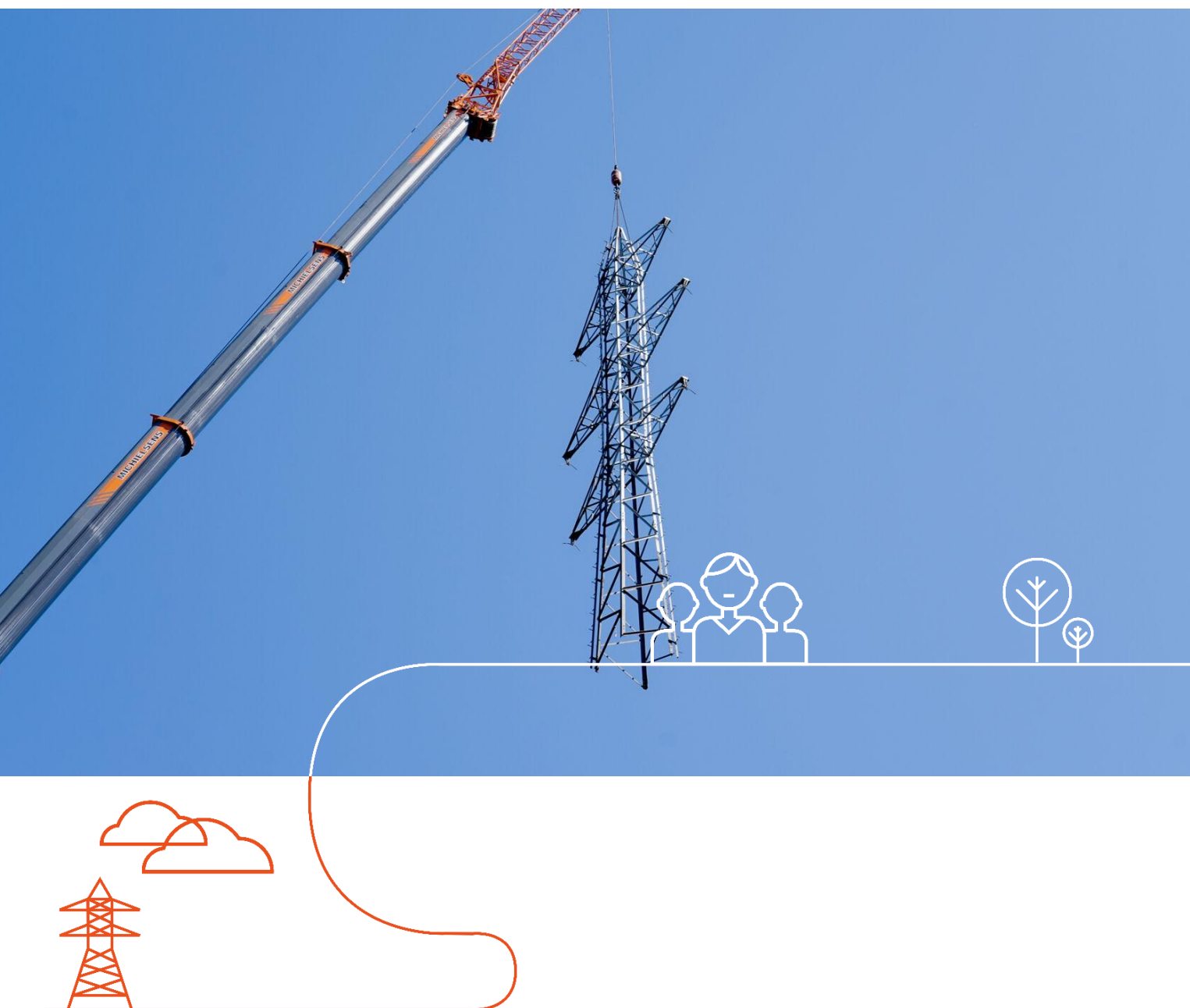
Vervangingsimpact op vloot <2036		
Regio	Te vervangen tegen 2036	Totale vloot
Brussel	30	83
Vlaanderen	111	301
Wallonië	125	273
Totaal	266	657

Tabel 4.1 : Aantal te vervangen transformatoren tegen 2036

Deze assets worden vervangen door assets met doorgaans lagere verliezen, vastgelegd in het huidige raamcontract (gemiddeld ‘No load losses’ = 9,8 kW; ‘Load losses’ = 4,3 kW/MVA).

De in het kader van dit investeringsplan geplande vervangingen zullen resulteren in een afname van 7% van de verliezen op de volledige ≤ 70 kV vloot in het Vlaams Gewest.

5. Overzicht van de investeringen



In het kader van dit investeringsplan wordt als referentienet het net genomen zoals het in gebruik was op 1 januari 2025. Het streven naar de optimale planning op basis van de best beschikbare gegevens over de behoeften is een continu proces. Deze planning houdt rekening met de portefeuille die gekend is op 1 juni 2025.

De versterkingen van het 150 kV-net die samenhangen met een evolutie van het 70- en 36/30 kV-net, worden hier ter informatie opgenomen, teneinde een volledige en coherente beschrijving van de investeringen te kunnen geven. Hetzelfde geldt voor versterkingen van het 70- en 36/30 kV-net in het Brussels of Waals Gewest van verbindingen die gedeeltelijk in het Vlaams Gewest liggen.

Met betrekking tot het net van Fluvius Limburg en Fluvius West waarvan Elia plaatselijk vervoernetbeheerder is, worden de versterkingen en vervangingen ook opgenomen in het voorliggend investeringsplan.

Een zeer beperkt deel van het net in het noorden van de provincie Limburg wordt uitgbaat op 26 kV. Hoewel dit net tot op heden nog steeds eigendom is van Elia, bestaat de intentie van Fluvius om dit net over te nemen en over te hevelen naar 30 kV.

Aangezien uit technisch oogpunt het 26 kV-net beschouwd wordt als een distributienet, vormt dit geen nominatief onderdeel van het plaatselijk vervoernet van Elektriciteit van het Vlaamse Gewest. Om echter geen onzekerheid naar de netgebruikers aangesloten op 26 kV te creëren, kunnen deze voorlopig beschouwd worden als rechtstreeks aangesloten op het plaatselijk vervoernet.

Onderhavig Investeringsplan gaat aldus niet verder in op dit deel van het net.

Hoofdstuk 6 geeft meer uitleg bij de verschillende investeringen die in dit hoofdstuk in tabelvorm zijn opgenomen.



5.1 Overzicht van de gerealiseerde investeringen

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de gerealiseerde projecten in vergelijking met het vorige investeringsplan.

Overzicht gerealiseerde investeringen

Zone	Onderstation of uiteinden van de verbinding	Beschrijving van de investering	Indienststeldingsdatum IPVG 2025-2035	Drijfveren				Paragraaf IPVG 2022-2032	Project ID
				Duurzaamheid	Klanten en distributienet-beheerders	Betrouwbaarheid van lokale energievoorzieningen	Functionele en technologische conformiteit		
Antwerpen	SCHELDELAAN	Afbraak van de cabine A 36 kV in Scheldelaan, herstructurering van de 36 kV configuratie en rechtstreekse aansluiting van de beide trafo's 150/36 kV op cabine B (Zonder duplexspoel)	2024	✓	✓	✓		5.8	B001
Antwerpen	TABAKSVEST	Vervangen cabine 15 kV	2025			✓		5.5	B002
Antwerpen	TURNHOUT	Vernieuwing onderstation 70 kV	2024	✓		✓	✓	5.14	B003
Antwerpen	EKEREN	Vervanging van een oude cabine 15 kV en vervangingen van hoogspanning en laagspanningsuitrustingen 150 kV	2025			✓		5.2	B004
Antwerpen	GEEL - HERENTALS	Bundeling 70 kV-lijn Herentals - Geel/Oevel	2024		✓	✓			B005
Antwerpen	HERENTALS	Installatie in Herentals van een nieuwe transfo 150/70 kV gevoed vanuit Heze	2026		✓	✓		5.3	B006
Antwerpen	KOEKHOVEN	Installatie van een 2de transformator 70/15 kV aangesloten op Beerse 70 kV	2023	✓		✓		5.7	B007
Antwerpen	LIER	Mastherstelling	2025			✓			B008

Antwerpen	WILLEBROEK	Afbraak 70 kV onderstation	2025			✓		5.43	B009
Antwerpen	HAVENDOK 7	Aanpassing van de exploitatie van de cabine	2024	✓				5.20	B014
Antwerpen	HOOGSTRATEN	Uitbreiding onderstation 36 kV	2025	✓	✓				B017
Henegouwen	BAS-WARNETON	Bouw van een nieuw onderstation 150 kV en afbraak van de bestaande 70 kV infrastructuur	2026			✓		5.49	E001
Henegouwen	BAS-WARNETON - WEVELGEM	Nieuwe 150 kV-kabelverbinding	2025			✓		5.49	E002
Henegouwen	MOESKROEN	Verlaten mobiel onderstation 70 kV en vervanging bestaande middenspanningscabine 2	2026		✓	✓		5.16	E003
Limburg	LANGERLO	Vervanging van de laagspanning en een aantal hoogspanningstoestellen in het onderstation 150 kV en verlaten van het onderstation 26 kV	2024			✓		5.21	G001
Limburg	STALEN	Vervangen transformatoren 150/70 kV en verlaten onderstation 70 kV	2026			✓		5.22	G002
Limburg	EISDEN	Vervangen van twee transformatoren 80 MVA door twee nieuwe transformatoren 145 MVA	2023			✓		5.19	G003
Limburg	GODSHEIDE	Vervanging van de laagspanningsuitrustingen en enkele 150 kV hoogspanningsuitrustingen	2024			✓		5.4	G004
Limburg	GERDINGEN	Vervanging van het onderstation 70 kV	2025			✓		5.20	G028
Limburg	LANAKEN-MAASMECHELEN	Vervanging korte kabelverbinding	2025			✓		5.20	G035
Oost-Vlaanderen	RUIEN	Vervangingen van diverse laag- en hoogspanningsinstallaties	2025				✓	5.64	I001
Oost-Vlaanderen	RONSE	Herstructurering van het onderstation 70 kV en vervanging van de transformatoren en de cabine 10 kV	2024			✓		5.32	I002
Oost-Vlaanderen	AALST	Nieuw 70 kV-onderstation en vervanging van transformator 70/MS	2026			✓		5.28	I003
Oost-Vlaanderen	RODENHUIZE - KENNEDYLAAN	Plaatsing 36 kV kabels voor de aansluiting van de verplaatste transformatoren 150/36 kV te Rodenhuize op het 36 kV-onderstation Kennedylaan	2025	✓		✓		5.23	I005

Oost-Vlaanderen	BAASRODE - SINT-GILLIS-DENDERMONDE	Plaatsing van een 150 kV-kabel	2025			✓		5.59	I007
Oost-Vlaanderen	BAASRODE - SINT-GILLIS-DENDERMONDE	Afbraak 70 kV-lijn Baasrode Sint-Gillis Dendermonde	2022			✓		5.59	I008
Oost-Vlaanderen	SINT-GILLIS-DENDERMONDE	Aanpassing in onderstation Sint Gillis Dendermonde voor afbraak 70 kV-lijn Baasrode - Sint Gillis Dendermonde	2024			✓		5.59	I009
Oost-Vlaanderen	SINT-KRUIS-WINKEL	Aanpassing laagspanning voor implementatie flex-modulatie	2023	✓	✓			5.68	I015
Oost-Vlaanderen	ERTVELDE	Plaatsing laagspanning voor activering 36 kV-aansluitingveld voor 36 kV-distributienet Fluvius	2025		✓				I025
Vlaams-Brabant	GASTHUISBERG	Vernieuwing van 150 kV, 70 kV en 10 kV met installatie van bijkomende trafo 150/70 kV en 150/10 kV gevoed via een ondergrondse kabel 150 kV vanuit Wijgmaal	2023			✓		5.37	J001
Vlaams-Brabant	HEVERLEE - TIENEN	Afbraak lijn 70 kV tussen Heverlee en Tienen	2022			✓		5.37	J002
Vlaams-Brabant	PELLENBERG	Bouw van een lijn-kabel transitiepost 70 kV	2024			✓		5.37	J003
Vlaams-Brabant	TIENEN	Tweede transformator 150/70 kV	2025			✓		5.37	J004
Vlaams-Brabant	WILSELE - PELLENBERG	Aanleg nieuwe kabelverbinding 70 kV	2022			✓		5.37	J005
Vlaams-Brabant	MALDEREN	Afbraak 70 kV-lijn Malderen - Mechelen	2023			✓		5.9	J007
Vlaams-Brabant	EIZERINGEN	Tweede draadstel op de 150 kV-lijnaftakking	2025		✓	✓		5.36	J008
Vlaams-Brabant	EIZERINGEN	Installatie van een 150/11 kV-transformator van 50 MVA in een bestaand onderstation en vervanging van de MS-cabine en van de laagspanning	2025		✓	✓		5.36	J009
Vlaams-Brabant	MACHELEN - SINT-LAMBRECHTS-WOLUWE	Verplichte kabelverplaatsing	2022				✓		J013

Vlaams-Brabant	OTTENBURG	Verlaten Ottemburg onderstation	2025				✓		J016
West-Vlaanderen	ZEDELGEM	Vervanging van de cabine 11 kV en 12 kV	2023		✓	✓		5.55	K002
West-Vlaanderen	IEPER	Afbraak van de volledige 70 kV infrastructuur en bouw van een nieuwe transformator 150/15 kV met gerelateerd 150 kV GIS-veld	2024			✓		5.49	K004
West-Vlaanderen	NOORDSCHOTE	Volledige vervanging van de bestaande 70 kV infrastructuur, inclusief laagspanning	2025			✓		5.49	K006
West-Vlaanderen	DUINBERGEN	Versterking van de voeding van het 36 kV-onderstation Duinbergen	2025		✓	✓		5.63	K012
West-Vlaanderen	ZEEBRUGGE CHP	Versterking aansluiting netgebruiker en vervanging van de laagspanning	2025		✓	✓		5.63	K013
West-Vlaanderen	ZWEVEGEM	Aanpassing uitbating transformatoren	2025				✓		K023

Tabel 5.1: Gerealiseerde investeringen

5.2 Overzicht van de investeringen

Tabel 5.2 geeft een overzicht van de concreet geplande investeringen voorzien in het voorliggende Investeringsplan voor de periode 2025 tot en met 2028, en maakt tevens de vergelijking met het voorgaande Investeringsplan.

Verder geeft Tabel 5.3 ook een overzicht van de geplande investeringen die in de periode van 2029-2035, waarvoor er infrastructuur aangelegd of vernieuwd moet worden. Voor projecten met een indienstellingstatus “Beslist” of “In uitvoering”, werd reeds een gedetailleerde planning en scope vastgelegd. Voor deze projecten kan dus reeds een ingeschatte indienstellingsdatum worden meegegeven in voorliggend plan.

In deze tabellen wordt er gebruikt gemaakt van verschillende statussen voor de investeringen, deze worden hieronder kort toegelicht, alsook in Bijlage 0:

- **In studie:** een project waarvoor de nood gedetecteerd werd, en eventueel een storyline (visie op de uiteindelijke situatie en de verschillende stappen hoe we van de huidige naar de toekomstige situatie overgaan in de vorm van investeringskandidaten) of high-level netscope gedefinieerd werd. De high-level netscope kan in deze fase verschillende niveaus van maturiteit van uitwerking en onderbouwing hebben. Dit hangt onder andere af of er verdere netstudies uitgevoerd werden of haalbaarheidsstudies om de high-level scope te verfijnen en tot een finaal netontwerp te komen. De detailscope is in deze fase echter nog niet volledig vastgelegd. Deze laatste bevat naast de high-level netscope ook de lokale scope, zoals noodzakelijke infrastructuraanpassingen (bijv. mastversterkingen, vervanging van geleiders, gebouwen- of wegeniswerken, ...). Zolang de detailscope niet vastligt, kan ook de high-level netscope nog gewijzigd worden, bijvoorbeeld op basis van verdere technische analyse of een wijzigende context.
- **Gepland:** het project werd reeds gepland met een vastgelegde scope. Over de effectieve uitvoering van het project zal later beslist worden, als de voorziene evolutie wordt bevestigd.
- **Beslist:** projecten waarvoor de finale investeringsbeslissing werd genomen; de designstudies en detail-engineering kunnen aanvangen, financiële engagementen kunnen aangegaan worden via bestelling van de nodige materialen en aanneming. De werf is nog niet opgestart en het materieel is nog niet gefabriceerd.
- **In uitvoering:** het project bevindt zich in de uitvoeringsfase; financiële engagementen zijn aangegaan (bestellingen, realisatie ...) en de werf wordt opgestart.
- **Gerealiseerd:** het project werd uitgevoerd en alle nieuwe netelementen zijn operationeel in dienst genomen.
- **Uitgesteld:** projecten die binnen de horizon van een vorig investeringsplan lagen, maar door uitgestelde nood buiten de horizon van het huidige investeringsplan vallen. Deze projecten zijn niet geannuleerd en kunnen alle projecttypes en statussen omvatten.
- **Geannuleerd:** het project werd geannuleerd. De reden is project specifiek.



Overzicht Investerings 2025 – 2028

Zone	Onderstation of uiteinden van de verbinding	Nieuw	Beschrijving van de investering	Indienststellingsstatus IPVG 2025-2035	Indienststellingsdatum IPVG 2025-2035	Indienststellingsdatum I PVG 2022-2032	Drijfveren				Paragraaf IPVG 2025-2035	Project ID	
							Duurzaamheid	Klanten en distributienet-beheerders	Betrouwbaarheid van lokale energievoorzieningen	Functionele en technologische conformiteit			
Antwerpen	LILLO	✓	Gestuurde boringen 36 kV	In studie	2028			✓	✓			6.8	B013
Antwerpen	SINT-JOB		Vervanging van het onderstation 70 kV	In uitvoering	2028				✓			6.1 2	B015
Antwerpen	SCHELLE DORP - WILRIJK	✓	Kabelverplaatsing 70 kV	Beslist	2026				✓			6.1 7	B018
Antwerpen	HAVENDOK 7	✓	Nieuwe middenspanningscabine	In uitvoering	2026			✓				6.2 0	B019
Antwerpen	DEGUSSA	✓	Verlaten post	Gepland	2027			✓				6.1	B026
Brussel	NEDER-OVER-HEEMBEEK		Plaatsing nieuwe 36/11 kV-transformator en vervanging bestaande	In uitvoering	2027	2024	✓	✓	✓			6.2	D00 1
Limburg	ALKEN		Vervanging van het onderstation 70 kV	Geannuleerd	n.v.t.				✓			6.5 6	G02 5

Limburg	BILZEN		Vervanging van de beveiligingen	In studie	2027	2025			✓			6.5 6	G02 6
Limburg	GODSHEIDE - STALEN		Vervangen van de lijnen en masten	Geannuleerd	n.v.t.	2025			✓			6.5 6	G03 1
Limburg	MAASEIK		Vervanging van de beveiligingen	In uitvoering	2026	2025			✓			6.5 6	G03 7
Limburg	PAALSTEENSTRAAT	✓	Vervanging van de beveiligingen en opnieuw in dienst nemen van een aanwezige derde transformator 70/10 kV	In studie	2027				✓			6.5 6	G04 0
Limburg	SINT-HUIBRECHTS LILLE		Vervanging van het onderstation 70 kV	In studie	2028	2025			✓			6.5 6	G04 1
Oost-Vlaanderen	KENNEDYLAAN		Vervanging van de laagspanning en hoogspanning van het 36 kV-onderstation en een transformator 150/36 kV 110 MVA door een transformator 150/36 kV 125 MVA	In uitvoering	2028		✓	✓	✓			6.2 3	I004
Oost-Vlaanderen	WORTEGEM		Vervanging 70 kV onderstation door 150 kV onderstation	In uitvoering	2027				✓			6.2 7	I006
Oost-Vlaanderen	BAASRODE		Vervanging van het 70 kV-onderstation door een 150 kV gasgeïsoleerd onderstation	In uitvoering	2027				✓			6.2 9	I010
Oost-Vlaanderen	KENNEDYLAAN - ZELZATE ROSTIJNE		Kabelverplaatsingen R4 Gent	In uitvoering	2026	2023			✓			6.1 0	I011
Oost-Vlaanderen	BAASRODE - MALDEREN		Plaatsing van een kabel 150 kV	In uitvoering	2027	2025			✓			6.2 9	I012

Oost-Vlaanderen	BAASRODE - MALDEREN	Afbraak van de 70 kV-lijn	Beslist	2027				✓			6.15	I013
Oost-Vlaanderen	HAMME	Afbraak van onderstation 70 kV en lijn	In uitvoering	2027	2025			✓			6.26	I014
Oost-Vlaanderen	FLORA - KWATRECHT - WETTEREN	Plaatsing van nieuwe 36 kV kabels	Beslist	2027				✓	✓		6.9	I017
Oost-Vlaanderen	FLORA - SINT-AMANDSBERG	Vervanging van een kabel 36 kV	In uitvoering	2026	2025			✓	✓		6.9	I018
Oost-Vlaanderen	HAM	Vervanging van een transformator 36/12 kV 30 MVA door een van 25 MVA en uitbreiding van het 36 kV-onderstation	In uitvoering	2026				✓	✓	✓	6.9	I019
Oost-Vlaanderen	KWATRECHT	Oprichting van een nieuw 36 kV-onderstation, vervanging van de laagspanning en van een transformator 36/12 kV 18 MVA door een van 25 MVA	In uitvoering	2028				✓	✓		6.9	I020
Oost-Vlaanderen	SINT-AMANDSBERG	Vervanging van de laagspanning, de middenspanningscabine en van een transformator 36/12 kV 18 MVA door een van 25 MVA, uitbreiding van het 36 kV-onderstation	In uitvoering	2028				✓	✓	✓	6.9	I021
Oost-Vlaanderen	WETTEREN	Vervanging van de laagspanning en de middenspanningscabine	In uitvoering	2028				✓	✓		6.9	I022

			e, afbraak van het 36 kV-onderstation															
Oost-Vlaanderen	OUDENAARDE		Vervanging van het volledige 70 kV-onderstation en vervanging van de bestaande middenspanningscabine 1	Beslist	2028			✓	✓						6.3 5			I023
Oost-Vlaanderen	LOKEREN VIJGENSTRAAT		Vervanging van de laagspanning	In uitvoering	2027			✓							6.2 5			I024
Oost-Vlaanderen	AALST - ZOTTEGEM		Een nieuwe kabel gabarit 150 kV die uitgbaat zal worden op 70 kV	Beslist	2028				✓						6.4 7			I026
Oost-Vlaanderen	SIFFERDOK	✓	Verlaten van de site Sifferdok en overname van de voeding van het middenspanningsnet door Rechteroever Gent	In studie	2028			✓	✓						6.2 3			I031
Oost-Vlaanderen	ZWIJNAARDE		Afbraak onderstation 36 kV	In studie	2028			✓	✓						6.2 4			I032
Oost-Vlaanderen	AALST - DENDERLEEUEW		Vervanging geleiders 70 kV-lijn	In studie	2028	2025			✓						6.2 9			I033
Oost-Vlaanderen	CENTRALE LANGERBRUGGE	✓	Plaatsing 36 kV-velden voor aansluiting 36 kV-distributienet	Gepland	2027			✓							6.3 2			I083
Vlaams-Brabant	SINT-GENESIUS-RODE - MIDDENHUT		Vervanging van een 36 kV-kabel	In uitvoering	2026	2025			✓						6.4 0			J010
Vlaams-Brabant	SINT-GENESIUS-RODE		Installatie van een tweede 150/36 kV-transformator en	In uitvoering	2026	2025	✓		✓						6.4 0			J011

			afbraak 36 kV- onderstation										
Vlaams-Brabant	HULDENBERG		Vervanging van een 36 kV-kabel tussen Huldenberg en Rosières	In studie	2028				✓			6.3 9	J012
Vlaams-Brabant	KOBEGEM + RELEGEM		Nieuwe 150/15 kV-transformator, tweede draadstel op de 150 kV-lijnaftakking en afbraak 36 kV-uitrustingen, verlaten site Relegem	In uitvoering	2027		✓	✓	✓			6.3 8	J014
Vlaams-Brabant	DROGENBOS		Vervanging van de laagspanning en van een 150/36 kV-transformator	Beslist	2028		✓		✓			6.5 5	J015
Vlaams-Brabant	WILSELE - GASTHUISBERG		Buitendienstname kabelverbinding 70 kV	In uitvoering	2026					✓		6.3 7	J017
Vlaams-Brabant	HOEILAART		Vervanging MS-cabine	Gepland	2027			✓	✓			6.1 3	J026
West-Vlaanderen	IZEGEM		Afbraak onderstation 70 kV en sanering onderstation 150 kV	In uitvoering	2026	2023			✓			6.5 0	K003
West-Vlaanderen	KOKSIJDE		Afbraak van de bestaande 70 kV infrastructuur en uitbouwen 150 kV onderstation	In uitvoering	2027	2025			✓			6.4 9	K005
West-Vlaanderen	ZUIDELIJK INSTEEKDOK		Oprichting 36 kV onderstation	In uitvoering	2026	2024	✓	✓	✓			6.4 5	K007
West-Vlaanderen	ZUIDELIJK INSTEEKDOK - ZEEBRUGGE		Verlenging van een bestaande 36 kV-kabel	In uitvoering	2026	2023	✓	✓	✓			6.4 5	K008

West-Vlaanderen	SINT BAAFS VIJVE		Volledige afbraak van de bestaande 70 kV infrastructuur, vervangen laagspanning en vervanging middenspanningscabine 1 en 2	Beslist	2028				✓			6.5 4	K009
West-Vlaanderen	BEVEREN		Verlaten van de bestaande 70 kV infrastructuur, vervanging laagspanning en vervanging bestaande middenspanningscabine 2	In uitvoering	2027			✓	✓	✓		6.4 4	K010
West-Vlaanderen	PITTEM		Verlaten van de bestaande 70 kV infrastructuur, bouw nieuw 150 kV GIS-onderstation en vervanging bestaande middenspanningscabine 1	In uitvoering	2027			✓	✓	✓		6.4 4	K011
West-Vlaanderen	PATHOEKEWEG		Oprichting van een 36 kV-onderstation	In uitvoering	2027			✓	✓	✓		6.5 3	K014
West-Vlaanderen	BRUGG - PATHOEKEWEG		Plaatsing van nieuwe 36 kV kabels	In uitvoering	2027	2025		✓	✓	✓		6.5 3	K015
West-Vlaanderen	SLIJKENS	✓	Plaatsing 36 kV-aansluitingsvelden voor 36 kV-distributienet Fluvius	In uitvoering	2026			✓				6.4 2	K016
West-Vlaanderen	BRUGGE WAGGELWATER		Verlaten van de site Brugge Noord, en het	In uitvoering	2027			✓	✓	✓		6.4 6	K025

			hernemen van de voeding op het onderstation Brugge Waggelwater										
West-Vlaanderen	STONE	✓	Vervanging van een transformator 36/11 kV 12 MVA door een transformator 18,75 MVA	In uitvoering	2026			✓	✓			6.4	K027
West-Vlaanderen	GISTEL		Vervanging van het onderstation 36 kV en toevoegen van een derde transformator 36/11 kV	Gepland	2026				✓			6.5 6	K066
West-Vlaanderen	LENDELEDE		Verlaten van het onderstation	Gepland	2026			✓				6.5 6	K068
West-Vlaanderen	MIDDELKERKE	✓	Geluidsmuur	Gepland	2026					✓		6.5 6	K070
West-Vlaanderen	TS HARELBEKE		Vervanging van het onderstation 36 kV	In studie	2028			✓				6.5 6	K075
West-Vlaanderen	WIJTSCHATE		Verlaten van het onderstation	In uitvoering	2026	2025		✓				6.5 6	K076

Tabel 5.2: Investeringsplan 2025-2028

Overzicht Investerings 2029 – 2035

Zone	Onderstation of uiteinden van de verbinding	Nieuw	Beschrijving van de investering	Indienststellingstatus IPVG 2025-2035	Indienststellingsdatum IPVG 2025-2035	Indienststellingsdatum IPVG 2022-2032	Drijfveren				Ter info	Paragraaf IPVG 2025-2035	Project ID
							Duurzaamheid	Klanten en distributienet-beheerders	Betrouwbaarheid van lokale energievoorzieningen	Functionele en technologische conformiteit			
Antwerpen	MOL - TIP		Afbraak lijn 70 kV tussen Mol en Tessenderlo Industriepark	Gepland	2033	2025			✓			6.43	B010
Antwerpen	KETENISSE		Vervanging van hoogspannings- en laagspanningsuitrusting	In uitvoering	2032		✓		✓			6.6	B011
Antwerpen	LILLO		Nieuwe post 36 kV	Beslist	2031		✓	✓	✓			6.8	B012
Antwerpen	HERENTALS		Uitbreiding onderstation 150 kV en vervanging transformatoren 70/15 kV door transformatoren 150/15 kV	Beslist	2030				✓				B016
Antwerpen	MECHELEN		Herconfiguratie lijnen 70 kV en 150 kV	In studie	2031				✓				B020
Antwerpen	MECHELEN	✓	Reductie 70 kV onderstation en versterking onderstation 150 kV	In studie	2032				✓				B021
Antwerpen	HOOGSTRATEN	✓	Nieuwe kabel 150 kV RIJKE-HOOGS en extra transformatoren Hoogstraten	In studie			✓	✓		✓			B022

Antwerpen	RIJKEVORSEL		Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV, één transformator 70/15 kV 40 MVA door een transformator 150/15 kV 50 MVA, en middenspanningscabine	In studie	2033		✓		✓					B023
Antwerpen	SCHELDELAAN	✓	Vervanging laagspanning	Gepland	2029				✓					B024
Antwerpen	WILLEBROEK	✓	Nieuw onderstation 150 kV met injectie naar middenspanning	Gepland				✓				✓		B025
Antwerpen	KALMTHOUT		Vervangen HS en LS uitrustingen en van de middenspanningscabine	In studie	2032				✓					B027
Antwerpen	BORNEM	✓	Versterking van de transformatiecapaciteit in het 70 kV onderstation en vervanging van de laagspanning	In studie	2030			✓	✓					B028
Antwerpen	RAVELS		Installatie van een tweede transformator 70/15 kV te Ravels en kabel naar Turnhout	In studie	2032		✓		✓			6.11		B029
Antwerpen	SCHELDELAAN	✓	Nieuwe GIS150 en bijkomende transformator 150/36 kV en 150/15 kV	In studie	2032			✓	✓					B030
Antwerpen	DAMPLEIN ANTWERPEN	✓	Nieuwe GIS150 en bijkomende transformator 150/15 kV	In studie				✓	✓			✓		B031
Antwerpen	MUIZEN		Verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie	2031			✓	✓					B032
Antwerpen	ZWIJNDRECHT	✓	Vervanging laagspanning	In studie	2034				✓					B033
Antwerpen	LIER		Afbraak onderstation 70 kV en nieuwe transformatoren 150/15 kV	In studie	2031				✓					B034
Antwerpen	LINT		Nieuwe transformator 150/70 kV en kabelverbinding	In studie	2029				✓	✓				B035
Antwerpen	WILRIJK		Nieuw onderstation 70 kV	In studie	2030				✓					B036
Antwerpen	HOBOKEN		Afbraak onderstation en plaatsen van de transformatoren in aftakking	In studie	2031				✓					B037

Antwerpen	BEERSE	✓	Vervanging laagspanning en transformator 150/70 kV	In studie	2034				✓				B038
Antwerpen	HAVENDOK 7	✓	Nieuwe GIS150, plaatsing bijkomende (vierde) transformator 150/15 kV 50 MVA en bijkomende middenspanningscabine	In studie				✓	✓		✓		B039
Antwerpen	PHENOL		Vervangen LS uitrustingen	In studie	2032				✓				B040
Antwerpen	ZWIJNDRECHT	✓	Vervangen transformator 150/36 kV	In studie	2030				✓				B041
Antwerpen	NYLEN		Vervangen van een transformator 70/15 kV	In studie	2032		✓		✓				B042
Antwerpen	ZURENBORG	✓	Vervanging laagspanning en transformator 150/70 kV	In studie	2035				✓				B043
Antwerpen	BERENDRECHTS LUIS		Vervangen LS uitrustingen	In studie	2033				✓				B044
Antwerpen	SCHELLE - HERENTALS		Vervangen van koperen geleiders	In studie	2030				✓				B045
Antwerpen	AARTSELAAR		Vervangen HS en LS uitrustingen	In studie	2032				✓				B046
Antwerpen	MOL	✓	Nieuwe HUB 36 kV en transformator 150/36 kV	In studie	2032		✓						B047
Antwerpen	POEDERLEE		Nieuwe HUB 36 kV en transformator 150/36 kV	In studie	2032		✓						B048
Antwerpen	HEZE	✓	Uitbreiding onderstation 150 kV en transformator 150/15 kV	In studie					✓		✓		B049
Antwerpen	SCHELLE DORP	✓	Vervanging van de laagspanning en vervanging van transformator 150/70 kV	In studie	2034				✓				B050
Antwerpen	KONTICH		Afbraak onderstation en plaatsen van de transformatoren in aftakking	In studie	2033				✓				B051
Antwerpen	TABAKSVEST	✓	Nieuwe GIS en vervanging transformatoren 70/15 kV	In studie	2034			✓	✓				B052
Antwerpen	KALMTHOUT - SINT-JOB		Vervangen kabeldelen van twee verbindingen	In studie	2032				✓				B053

Antwerpen	KETENISSE	✓	Bijkomende transformator 150/36 kV	In studie	2032			✓					B054
Antwerpen	BORNEM	✓	Oprichting nieuw onderstation Bornem met injectie naar middenspanning	In studie				✓			✓		B055
Antwerpen	KALLO	✓	Vervanging laagspanning	In studie	2034				✓				B056
Antwerpen	WOMMELGEM	✓	Vervangingen HS en full scope LS en 2 nieuwe transformatoren 150/MV	In studie					✓		✓		B057
Antwerpen	PETROL	✓	Vervangen LS en bijkomende transformator 150/15 kV	In studie					✓		✓		B059
Antwerpen	HEIST-OP-DEN-BERG		Afbraak onderstation 70 kV en versterking onderstation 150 kV	In studie	2035	2025			✓			6.14	B060
Antwerpen	HERENTHOUT	✓	Vervanging transformator 70/15 kV en vervanging laagspanning	In studie	2035				✓				B061
Antwerpen	GEEL		Afbraak onderstation	In studie	2033				✓				B062
Antwerpen	KETENISSE	✓	Bijkomende transformator 150/15 kV 50 MVA	In studie				✓			✓		B063
Antwerpen	AARSCHOT - MECHELEN		Vervanging geleiders 70 kV-lijn	In studie	2033				✓				B064
Antwerpen	BURCHT	✓	Vervanging transformator 150/15 kV en bijkomende transformator 150/15 kV	In studie				✓	✓		✓		B065
Antwerpen	LILLO - BERENDRECTHS LUIS	✓	Vervangen van de 36 kV kabels tussen Lillo en Berendrechtsluis	In studie	2034				✓				B066
Antwerpen	MOL		Afbraak onderstation	In studie	2035				✓	✓		6.43	B067
Antwerpen	MOL	✓	Afbraak hoogspanningslijn	In studie	2035				✓				B068
Brussel	SINT-LAMBRECHTS-WOLUWE		Vervanging van het onderstation 36 kV en van de twee transformatoren 150/36 kV 125 MVA door twee transformatoren 150/36 kV 125 MVA	Beslist	2029				✓				D002

Brussel	DILBEEK		Verlaten onderstation (Dilbeek)	In studie	2030		✓		✓			6.36	D003
Henegouwen	MOESKROEN - WEVELGEM	✓	Verhoging uitbatingsspanning van één draadstel tussen Moeskroen en Wevelgem	Gepland	2029			✓	✓				E004
Limburg	LUMMEN		Vervanging van de transformatoren 70/10 kV door transformatoren 150/10 kV	In studie	2032				✓	✓		6.18	G005
Limburg	BERINGEN - LUMMEN		Afbraak van de 70 kV lijn Beringen - Lummen	Gepland	2031				✓	✓		6.18	G006
Limburg	BERINGEN - TESSENDERLO INDUSTRIEPARK		Nieuwe 150 kV-kabelverbinding voor nieuwe transformator 150/70 kV	Gepland					✓	✓	✓		G007
Limburg	BERINGEN		Verlaten 70 kV-onderstation, transformator 150/70 kV en twee transformatoren 70/10 kV en plaatsing twee nieuwe transformatoren 150/10 kV 40 MVA	In studie	2031				✓	✓		6.18	G008
Limburg	TESSENDERLO INDUSTRIEPARK		Bouw van een nieuwe transformator 150/70 kV met bijhorend veld en laagspanningsuitrusting	In studie	2030				✓	✓		6.18	G009
Limburg	LOMMEL	✓	Volledige vervanging 150 kV post, vervanging transformatoren 26/10 kV 30 MVA door één transformator 150/10 kV 40 MVA en vervanging transformatoren 150/26 kV door twee transformatoren 150/30 kV 110 MVA	Beslist	2031				✓				G010
Limburg	LOMMEL DORPERHEIDE	✓	Nieuw onderstation 150 kV met nieuwe injectie naar middenspanning via twee nieuwe transformatoren 150/15 kV 50 MVA	Beslist					✓		✓		G011
Limburg	LANGERLO		Vervanging laagspanning en afbraak 70 kV onderstation	In studie	2033				✓			6.21	G012

Limburg	BORGLOON	✓	Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV	Gepland	2032				✓	✓			G013
Limburg	BRUSTEM	✓	Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV	Gepland	2031				✓	✓			G014
Limburg	BRUSTEM - TONGEREN	✓	Afbraak lijn 70 kV tussen Brustem, Sint-Truiden, Borgloon, Tongeren en Ans	Gepland	2035				✓				G015
Limburg	SINT-TRUIDEN	✓	Afbraak 70 kV onderstation	Gepland	2035				✓				G016
Limburg	TONGEREN	✓	Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV	Gepland	2032				✓	✓			G017
Limburg	ALKEN	✓	Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV	Gepland	2032				✓	✓			G018
Limburg	ALKEN - GODSHEIDE	✓	Upgrade 70 kV draadstel van lijn BRUST-GODSH naar 150 kV	Gepland	2032					✓			G019
Limburg	TIENEN - SINT-TRUIDEN		Afbraak lijn 70 kV tussen Sint-Truiden, Tienen en Landen	Gepland	2029				✓				G020
Limburg	HERDEREN	✓	Oprichten transformatie 30 kV	In studie	2029		✓		✓				G021
Limburg	HOUTHALEN	✓	Vervanging laagspanning en transformator	In studie	2035				✓				G022
Limburg	HOUTHALEN	✓	Extra transformator 150/70 kV	In studie	2035				✓				G023
Limburg	OVERPELT	✓	Vervanging transformator	In studie	2035				✓				G024
Limburg	EISDEN	✓	Vervanging van het onderstation 70 kV	In studie					✓			6.56	G027
Limburg	GERDINGEN	✓	Vervanging van de beveiligingen	In studie					✓			6.56	G029
Limburg	GODSHEIDE	✓	Vervanging van de beveiligingen	In studie					✓			6.56	G030
Limburg	HALEN	✓	Vervanging van de beveiligingen	In studie					✓			6.56	G032
Limburg	HECHTEL	✓	Vervanging van het onderstation 70 kV	In studie					✓			6.56	G033
Limburg	HOUTHALEN	✓	Vervanging van de beveiligingen	In studie					✓			6.56	G034
Limburg	MAASMECHELEN	✓	Vervanging van het onderstation 70 kV	In studie					✓			6.56	G036

Limburg	OPGLABBEEK	✓	Vervanging van het onderstation 70 kV	In studie				✓			6.56	G038
Limburg	OVERPELT	✓	Vervanging van de beveiligingen	In studie				✓			6.56	G039
Limburg	TESSENDERLO		Aanpassingen laagspanning	In studie		2023		✓			6.56	G042
Limburg	TESSENDERLO	✓	Vervanging van de beveiligingen	In studie				✓			6.56	G043
Limburg	ZONHOVEN	✓	Vervanging van de beveiligingen	In studie				✓			6.56	G044
Oost-Vlaanderen	BAVEGEM		Verlaten van de huidige site en oprichting van een nieuwe site met nieuwe middenspanningcabine en voeding via twee transformatoren 36/12 kV 25 MVA	Gepland	2031			✓	✓			I016
Oost-Vlaanderen	AALST - ZOTTEGEM	✓	Afbraak 70 kV lijn	Gepland	2032			✓				I027
Oost-Vlaanderen	KLUIZENDOK		Oprichting van een 36 kV-onderstation en middenspanningscabine met voeding via twee nieuwe transformatoren 150/36 kV 125 MVA en twee nieuwe transformatoren 150/12 kV 50 MVA	Beslist	2030		✓	✓			6.23	I028
Oost-Vlaanderen	NINOVE		Vervanging van de laagspanning	In studie	2031			✓				I029
Oost-Vlaanderen	GENT RECHTEROEVER		Vervanging van de transformatoren 36/12 kV 18,75 MVA door transformatoren 36/12 kV 25 MVA	Gepland	2029			✓	✓		6.23	I030
Oost-Vlaanderen	AALST NOORD	✓	Versterking van de transformatiecapaciteit naar middenspanning	In studie	2032			✓	✓			I034
Oost-Vlaanderen	SINT-GILLIS-DENDERMONDE		Vervanging van de laagspanning van het 70 kV-onderstation, vervanging van het transformatorveld 70 kV en vervanging van de	In studie	2031			✓				I035

			twee transformatoren 70/10 kV 20 MVA door een nieuwe van 50 MVA										
Oost-Vlaanderen	BEVEREN-WAAS	✓	Nieuw onderstation 150 kV en bijkomende transformator 150/15 kV	In studie				✓	✓		✓		I036
Oost-Vlaanderen	DEINZE		Afbraak onderstation 70 kV en versterking onderstation 150 kV	In studie	2032				✓	✓			I037
Oost-Vlaanderen	SINT-KRUIS-WINKEL		Vervanging van de laagspanning en van twee transformatoren 36/12 kV 18 MVA door transformatoren 36/12 kV 25 MVA	In studie	2030		✓	✓	✓				I038
Oost-Vlaanderen	EKLO POKMOER		Vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het 36 kV-onderstation, vervanging van twee transformatoren 150/36 kV 65 MVA door twee nieuwe transformatoren 150/36 kV 125 MVA	In studie	2032			✓	✓				I039
Oost-Vlaanderen	SINT DENIJS BOEKEL		Afbraak lijn 70 kV tussen Oudernaarde en Zottegem	In studie	2029				✓				I040
Oost-Vlaanderen	NIEUWE VAART	✓	Vervanging van de laagspanning	In studie	2033				✓				I041
Oost-Vlaanderen	WETTEREN	✓	Oprichting van nieuwe site 150/12 kV	In studie				✓	✓		✓		I042
Oost-Vlaanderen	WONDELGEM		Vervanging van de laagspanning en de middenspanningcabine, en plaatsing van een transformator 150/12 kV 50 MVA	In studie			✓	✓	✓		✓		I043
Oost-Vlaanderen	FLORA		Vervanging van de laagspanning van het 36 kV-onderstation	In studie	2032			✓	✓				I044
Oost-Vlaanderen	ZELE INDUSTRIE		Vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het 36 kV-onderstation	In studie	2032				✓				I045

Oost-Vlaanderen	EEKLO NIJVERHEIDSKAA I		Vervanging van de laagspanning	In studie	2032			✓	✓				1046
Oost-Vlaanderen	DRONGEN		Vervanging van de bestaande transformator 150/36 kV 65 MVA door een transformator 150/36 kV 125 MVA, vervanging van de laagspanning van het onderstation 36 kV, vervanging van de transformator 36/11 kV door een van 25 MVA en bijplaatsen van een transformator 150/12 kV 50 MVA	In studie	2032			✓	✓			6.31	1047
Oost-Vlaanderen	BLEEKERIJ		Vervanging van de laagspanning	In studie	2030				✓				1048
Oost-Vlaanderen	WESTROZEBEKE		Vervanging van diverse laag- en hoogspanningsinstallaties	In studie	2033				✓				1049
Oost-Vlaanderen	GENT GRAIN TERMINAL		Verlaten van het 36 kV-onderstation	In studie	2030				✓	✓			1050
Oost-Vlaanderen	HAM		Vervanging van de laagspanning	In studie	2035				✓				1051
Oost-Vlaanderen	AALTER BEKAERTLAAN	✓	Vervanging van de transformator's 150/36 kV 65 MVA door transformator's 150/36 kV 125 MVA	In studie	2031			✓	✓				1052
Oost-Vlaanderen	SINT-DENIJS- WESTREM		Vervanging van de laagspanning en hoogspanning van het 36 kV-onderstation en vernieuwing van de middenspanningscabine	In studie	2033			✓	✓	✓			1053
Oost-Vlaanderen	GERAARDSBERG EN		Vervanging van de laagspanning en hoogspanning van het 70 kV onderstation	In studie	2033				✓				1054
Oost-Vlaanderen	LOKEREN WAASMUNSTERB AAN		Vervanging van de laagspanning, afbraak van het 36 kV-onderstation en vervanging van een middenspanningscabine	In studie	2032			✓	✓				1055

Oost-Vlaanderen	ERTVELDE-RIEME	✓	Kabelverplaatsingen 36 kV	In studie	2032					✓				1056
Oost-Vlaanderen	BLAARMEERSEN		Vervanging van de laagspanning en plaatsing van een nieuwe transformator 150/12 kV 50 MVA	In studie	2033			✓	✓					1057
Oost-Vlaanderen	GENT RECHTEROEVER	✓	Vervanging van de laagspanning, vervanging van de transformator 150/36 kV 110 MVA door een van 125 MVA en plaatsing van een tweede transformator 150/36 kV 125 MVA	In studie	2035			✓	✓					1058
Oost-Vlaanderen	MERELBEKE		Vervanging van de laagspanning	In studie	2032				✓					1059
Oost-Vlaanderen	ZEVENEKE		Vervanging van de laagspanning en bijkomende transformator 36/12 kV 25 MVA	In studie	2032				✓					1060
Oost-Vlaanderen	GAVERE		Volledige vervanging van het onderstation met verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie	2034				✓					1061
Oost-Vlaanderen	KNESSELARE		Vervanging van de laagspanning	In studie	2032				✓					1062
Oost-Vlaanderen	WICHELEN		Afbraak van het 36 kV-onderstation en vernieuwing van de laagspanning	In studie	2035			✓	✓					1063
Oost-Vlaanderen	SINT-MARTENS-LATEM		Verlaten van de site en oprichting van een nieuwe site met twee transformatoren 36/12 kV 25 MVA en een transformator 150/12 kV 50 MVA gevoed via een nieuwe 150 kV-kabel komende van Flora	In studie	2034			✓	✓			6.31		1064
Oost-Vlaanderen	AALTER TERLAKENSTRAAT		Vervanging van de laagspanning	In studie	2032				✓					1065
Oost-Vlaanderen	DESTELBERGEN		Vervanging van de laagspanning	In studie	2033				✓					1066

Oost-Vlaanderen	DESTELDONK		Vervanging van de laagspanning	In studie	2033		✓		✓					1067
Oost-Vlaanderen	SINT-KRUIS-WINKEL	✓	Plaatsing van een derde transformator 36/12 kV 25 MVA	In studie	2032			✓						1068
Oost-Vlaanderen	WAARSCHOOT		Vervanging van de middenspanningscabine en een middenspanningstransformatoren op nieuwe site	In studie	2034			✓	✓			6.34		1069
Oost-Vlaanderen	BOTTELARE		Vervanging van de laagspanning en vervanging van de twee transformatoren 36/12 kV door nieuwe transformatoren 25 MVA	In studie	2033			✓	✓					1070
Oost-Vlaanderen	EKLO ZUIDMOERSTRAAT		Vervanging van de laagspanning en van een transformator 36/12 kV 18 MVA door een nieuwe transformator van 25 MVA	In studie	2034				✓					1071
Oost-Vlaanderen	ERTVELDE		Vervanging van de laagspanning en van een transformator 36/12 kV 18 MVA door een nieuwe transformator van 25 MVA	In studie	2034		✓		✓					1072
Oost-Vlaanderen	LOKEREN VIJGENSTRAAT - ZELE INDUSTRIEPARK	✓	Vervanging 36 kV kabel	In studie	2034				✓					1073
Oost-Vlaanderen	ADEGEM		Vervanging van de laagspanning en van een transformator 36/12 kV 18 MVA door een nieuwe transformator van 25 MVA	In studie	2033			✓	✓					1074
Oost-Vlaanderen	LOKEREN HEIRBRUGSTRAAT		Vervanging van de laagspanning	In studie	2034				✓					1075
Oost-Vlaanderen	RIEME		Vervanging van de laagspanning en van drie transformatoren 36/12 kV	In studie	2034		✓	✓	✓					1076

			18 MVA door nieuwe transformatoren van 25 MVA										
Oost-Vlaanderen	ZELE INDUSTRIE - LOKEREN VIJGENSTRAAT	✓	Vervanging 36 kV kabel	In studie	2035				✓				I077
Oost-Vlaanderen	HAM - NIEUWE VAART		Vervanging van vier kabels 36 kV	In studie	2035			✓	✓				I078
Oost-Vlaanderen	ZELE RAAKSTRAAT		Vervanging van de laagspanning en van een transformator 36/12 kV 18 MVA door een nieuwe transformator van 25 MVA	In studie	2034				✓				I079
Oost-Vlaanderen	KATTENBERG		Vervanging van drie transformatoren 36/12 kV 25 MVA door transformatoren 25 MVA en van de voedende drie kabels 36 kV vanuit Nieuwe Vaart	In studie	2035			✓	✓	✓			I080
Oost-Vlaanderen	BEVEREN-WAAS		Nieuw gebouw en uitbreiding 30 kV	In studie	2035		✓					6.30	I081
Oost-Vlaanderen	WALGOED	✓	Vervanging laagspanning, toevoeging van transformatoren 150/10 kV in tros-configuratie	In studie					✓		✓		I082
Oost-Vlaanderen	CENTRALE LANGERBRUGGE	✓	Vervanging van de laagspanning en vervanging van de transformatoren 150/36 kV 110 MVA door transformatoren 125 MVA	In studie	2031				✓			6.23	I084
Vlaams-Brabant	VILVOORDE		Afbraak van het onderstation	In uitvoering	2033	2023			✓			6.41	J006
Vlaams-Brabant	DIEST - KERSBEEK	✓	Afbraak 70 kV lijn Diest - Kersbeek	Gepland	2030				✓				J018
Vlaams-Brabant	KERSBEEK		Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV	Beslist	2031				✓	✓			J019
Vlaams-Brabant	TIENEN	✓	Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV	In uitvoering	2029				✓	✓			J020

Vlaams-Brabant	DIEST		Vervanging onderstation 70 kV door 150 kV	Beslist	2032				✓				J021
Vlaams-Brabant	ZAVENTEM RECYCLAGEPARK	✓	Oprichting van een nieuw 150/36/11 kV-onderstation	Gepland	2030		✓	✓					J022
Vlaams-Brabant	AARSCHOT		Vervanging onderstation 70 kV en transformator	Gepland	2032				✓				J023
Vlaams-Brabant	MACHELEN		Vervanging van het 36 kV-onderstation en van de 150/36 kV-transformatoren	Gepland	2030		✓		✓				J024
Vlaams-Brabant	LANDEN	✓	Vervanging 70 kV onderstation en laagspanning	In studie	2029				✓				J025
Vlaams-Brabant	WEZEMBEEK		Vervanging van het 36 kV-onderstation en van de 36/11 kV-transformatoren	In studie	2031		✓	✓	✓				J027
Vlaams-Brabant	ZAVENTEM		Vervanging van een 36/11 kV-transformato en van de laagspanning	In studie	2032			✓	✓				J028
Vlaams-Brabant	GRIMBERGEN	✓	Vervanging van de MS-cabine	In studie	2029		✓	✓	✓				J029
Vlaams-Brabant	GRIMBERGEN	✓	Installatie van een derde 150/11 kV-transformator	In studie			✓	✓			✓		J030
Vlaams-Brabant	WESPELAAR	✓	Verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie				✓	✓		✓		J031
Vlaams-Brabant	HEVERLEE		Volledige vervanging van het onderstation	In studie	2033				✓				J032
Vlaams-Brabant	MERCHTEM		Vervanging van de laagspanning en enkele hoogspanningstoestellen van het 70 kV-onderstation, vervanging van een transformator 150/15 kV 40 MVA door een transformator 150/15 kV 50 MVA	In studie	2032				✓				J033

Vlaams-Brabant	EIZERINGEN	✓	Oprichting onderstation Eizeringen met extra koppelpunt naar middenspanning	In studie				✓			✓		J034
Vlaams-Brabant	KESSEL-LO		Afbraak onderstation en plaatsen van de transformatoren in aftakking	In studie	2034				✓				J035
Vlaams-Brabant	BUIZINGEN	✓	Vervanging van een 150/15 kV-transformator	In studie				✓	✓		✓		J036
Vlaams-Brabant	HULDENBERG	✓	Vervanging laagspanning en de drie transformatoren 36/11 kV	In studie	2035			✓	✓				J037
Vlaams-Brabant	HOEILAART		Vervanging van een 36 kV-kabel	In studie	2035			✓	✓				J038
West-Vlaanderen	LICHTERVELDE		Vervanging en uitbreiding van het onderstation 36 kV	Gepland	2030				✓			6.51	K001
West-Vlaanderen	KOKSIJDE - WEVELGEM		Afbraak van de 70 kV lijnen tussen Koksijde en Zwevegem	In uitvoering	2029				✓	✓		6.49	K017
West-Vlaanderen	ZEEBRUGGE	✓	Kabelverplaatsingen 36 kV	In studie	2030						✓		K018
West-Vlaanderen	ZEEBRUGGE ZEESLUIS		Oprichting van een nieuw 36 kV-onderstation met voeding via drie nieuwe transformatoren 150/36 kV 125 MVA	Beslist	2029		✓		✓	✓		6.7	K019
West-Vlaanderen	ZEEBRUGGE ZEESLUIS	✓	Aansluiting bestaande 36 kV-kabels op het nieuwe 36 kV-onderstation Zeebrugge Zeesluis	Gepland	2030		✓		✓	✓			K020
West-Vlaanderen	DE HAAN		Afbraak van het 36 kV-onderstation, vernieuwing van de laagspanning en van de middenspanningscabine	Gepland	2032			✓	✓				K021
West-Vlaanderen	ZEEBRUGGE		Vervanging van het 36 kV-onderstation en de twee transformatoren 150/36 kV 65 MVA door een nieuwe transformator 150/36 kV 125 MVA	Beslist	2029		✓		✓			6.7	K022
West-Vlaanderen	BEVEREN - PITTEM	✓	Afbraak 70 kV lijn	In studie	2034				✓				K026

West-Vlaanderen	OOSTROZEBEKE		Afbraak onderstation 70 kV en versterking onderstation 150 kV	In studie	2031				✓			6.52	K028
West-Vlaanderen	JABBEKE		Vervanging van de laagspanning en vervanging van een transformator 36/11 kV 12,5 MVA door een nieuwe van 25 MVA	In studie	2030			✓	✓				K029
West-Vlaanderen	RUMBEKE	✓	Vervanging van laag- en hoogspanningsinstallaties en verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie				✓	✓		✓		K030
West-Vlaanderen	VEURNE		Oprichting nieuw onderstation 150/10 kV	In studie				✓	✓		✓		K031
West-Vlaanderen	ZEDELGEM		Vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het 36 kV-onderstation, en vervanging van de transformatoren 36/11 kV door transformatoren 150/11 kV 50 MVA	In studie	2032			✓	✓				K032
West-Vlaanderen	DESSELGEM	✓	Afbraak onderstation 70 kV en versterking onderstation 150 kV	In studie	2031				✓				K033
West-Vlaanderen	ZUIDELIJK INSTEKDOEK		Plaatsing van twee bijkomende kabels 150 kV uitgebaat op 36 kV	In studie	2030	2025	✓	✓	✓			6.45	K034
West-Vlaanderen	SLIJKENS		Vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het 36 kV-onderstation, vervanging van een transformator 36/11 kV 27 MVA door twee transformatoren 25 MVA, en vervanging van de middenspanningscabine	In studie	2032			✓	✓				K035
West-Vlaanderen	BRUGGE ZUID		Vervanging van de laagspanning	In studie	2031				✓				K036
West-Vlaanderen	BLANKENBERGE	✓	Oprichting van nieuwe site 150/11 kV	In studie				✓	✓		✓		K037
West-Vlaanderen	LOMBARDSIJDE/ MIDDELKERKE	✓	Verlaten onderstation 36 kV en oprichting nieuw onderstation 150 kV	In studie	2032			✓	✓				K038

West-Vlaanderen	STENE		Verlaten van de site en oprichting nieuwe site 150/11 kV	In studie	2032			✓	✓				K039
West-Vlaanderen	KORTRIJK-OOST		Vervanging van laag- en hoogspanningsinstallaties en verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie	2031			✓	✓				K040
West-Vlaanderen	KUURNE		Volledige vervanging van de laagspanning en diverse hoogspanningsvervangingen	In studie	2032				✓				K041
West-Vlaanderen	BRUGGE WAGGELWATER		Vervanging van de laagspanning	In studie	2034				✓				K042
West-Vlaanderen	HEULE		Vervanging van diverse laag- en hoogspanningsinstallaties en de transformatoren 70/10 kV	In studie	2033				✓				K043
West-Vlaanderen	MERCATORLAAN		Vervanging van de laagspanning en versterking van de middenspanningsinjectie via transformatoren 150/11 kV 50 MVA	In studie	2033			✓	✓				K044
West-Vlaanderen	BEERNEM		Vervanging van de laagspanning en hoogspanning van het 36 kV-onderstation en de middenspanningscabine	In studie	2033			✓	✓				K045
West-Vlaanderen	BEERNEM	✓	Oprichting site 150/11 kV gevoed via nieuwe 150 kV-kabels vanuit Zedelgem	In studie				✓	✓		✓		K046
West-Vlaanderen	TORHOUT		Vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het 36 kV-onderstation	In studie	2032			✓	✓				K047
West-Vlaanderen	ZEDELGEM	✓	Plaatsing van een derde transformator 150/36 kV 125 MVA	In studie	2033				✓				K048
West-Vlaanderen	IEPER NOORD	✓	Verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie			✓	✓	✓		✓		K049
West-Vlaanderen	SLIJKENS - ZANDVOORDE	✓	Vervanging van een stuk 36 kV-kabel	In studie	2031				✓				K050

	KAPHOEK VOORPOST												
West-Vlaanderen	BEKAERT		Volledige vervanging van het onderstation	In studie	2031			✓					K051
West-Vlaanderen	KORTRIJK-WEST	✓	Oprichting nieuw onderstation 150/10 kV	In studie			✓	✓		✓			K052
West-Vlaanderen	WINGENE		Vervanging van de laagspanning en plaatsing van een nieuwe transformator 150/12 kV 50 MVA	In studie			✓	✓					K053
West-Vlaanderen	PEAKSHAVING		Afbraak van het 36 kV-onderstation	In studie	2032			✓					K054
West-Vlaanderen	STEENSE DIJK		Vervanging van de laagspanning	In studie	2032			✓					K055
West-Vlaanderen	DUINBERGEN - ZEEBRUGGE ZEESLUIS	✓	Versterking voeding 36 kV-onderstation via binnenbrengen bestaande 36 kV-kabel tussen ZEEBRUGGE en KNOKKE	In studie	2034		✓	✓	✓				K056
West-Vlaanderen	BLANKENBERGE	✓	Vervanging van de laagspanning	In studie	2032			✓					K057
West-Vlaanderen	KNOKKE	✓	Vervanging van de twee transformatoren 36/11 kV 18,75 MVA door transformatoren 25 MVA	In studie	2033		✓	✓					K059
West-Vlaanderen	MIDDELKERKE	✓	Vervanging van de laagspanning en van een transformator 36/12 kV 18 MVA door een nieuwe transformator van 25 MVA	In studie	2034		✓	✓					K060
West-Vlaanderen	ICHTEGEM		Oprichting van een 36 kV-onderstation met transformatie naar 11 kV via twee transformatoren 36/11 kV 25 MVA, en aanleg van nieuwe kabels 36 kV richting Gistel, Koekelare en Zedelgem	In studie	2036		✓	✓			6.48		K061

West-Vlaanderen	DUINBERGEN - ZEEBRUGGE ZEESLUIS	✓	Versterking voeding 36 kV-onderstation via nieuwe 36 kV-kabel	In studie	2034			✓	✓					K062
West-Vlaanderen	ZUIDELIJK INSTEEDKOK	✓	Plaatsing van twee transformatoren 36/11 kV 25 MVA en nieuwe middenspanningscabine	In studie	2035		✓	✓	✓					K063
West-Vlaanderen	ZUIDELIJK INSTEEDKOK DUINBERGEN		Aansluiting netgebruikers Zuidelijk Insteekdok op 36 kV-onderstation	Uitgesteld	n/a			✓	✓					K064
West-Vlaanderen	SIJSELE		Vervanging van de laagspanning	Uitgesteld	n/a				✓					K065
West-Vlaanderen	HEULESTRAAT		Verlaten van het onderstation	Gepland					✓				6.56	K067
West-Vlaanderen	MARKE		Vervanging van het onderstation 36 kV	In studie					✓				6.56	K069
West-Vlaanderen	NIJVERHEIDSLAAN		Verlaten van het onderstation	Gepland					✓				6.56	K071
West-Vlaanderen	ROLLEGEM		Verlaten van het onderstation	Gepland					✓				6.56	K072
West-Vlaanderen	STASEGEM		Verlaten van het onderstation	Gepland					✓				6.56	K073

Tabel 5.3: Investeringsplan 2029-2035

6. Toelichting bij de investeringen



6.1 Verlaten post te Degussa

Door toekomstige evoluties van klantaansluitingen, is het 36 kV onderstation van Degussa niet meer nodig voor het net en kan, dankzij doorlusing van de 36 kV kabels, uit het net genomen worden bij eind levensduur van de installatie. Dit project voorziet de doorlusing van de 36 kV kabels en de afbraak van de 36 kV installaties.

6.2 Plaatsing nieuwe 36/11 kV-transformator en vervanging bestaande te Marly

De 11 kV-kabels die voor de reservevoeding van Marly vanuit Schaarbeek instaan bereiken hun eindeleven. Deze zullen door een nieuwe 36/11 kV-transformator, aangesloten op het nabijgelegen onderstation Buda, vervangen worden. Hierdoor zal het conventioneel leverbaar vermogen³⁶ van Marly tot 30 MVA stijgen. De bestaande 36/11 kV-transformator van Marly, die eveneens zijn eindeleven bereikt, zal mee vervangen worden.

6.3 Installatie van een nieuwe transformator 150/70 kV in Herentals gevoed vanuit Heze

De 70 kV-verbinding tussen Geel Oevel / Herentals en Mol bereikt zijn einde-levensduur. Verder wordt een groei van de afname te Herentals vastgesteld. Een versterking van de voeding van het 70 kV onderstation te Herentals wordt bijgevolg voorzien. Deze bestaat voornamelijk uit het installeren van een transformator 150/70 kV in Herentals gevoed via een 150 kV kabel vanuit Heze.

Alle hierboven vermelde werken werden ondertussen uitgevoerd.

6.4 Vervanging van een transformator 36/11 kV 12 MVA door een transformator 18,75 MVA te Stene

Het koppelpunt Stene kent een sterke groei van de afname en de injectie door recente punctuele aanvragen die de distributienetbeheerder ontving. De huidige onthaalcapaciteit wordt hierbij ontoereikend en wordt voornamelijk bepaald door één van de twee transformatoren 36/11 kV die slechts een nominale capaciteit heeft van 12 MVA. Teneinde de ontwikkelingen rond Stene te kunnen ondersteunen, bestaat de snelste oplossing erin de TFO 12 MVA te vervangen door een beschikbare reserve transformator 36/11 kV 18 MVA. Na deze vervanging blijft er een nood op middellange en lange termijn bestaan voor een verdere versterking van het koppelpunt. De verschillende opties worden echter nog verder bestudeerd met de distributienetbeheerder.

³⁶ Het conventioneel leverbaar vermogen is het gegarandeerd vermogen na een enkelvoudig incident en dus in de n-1 situatie.

6.5 Vervangen cabine 15 kV te Tabaksvest

Dit project voorzag de vervanging van de 15 kV-installaties en de volledige laagspannings-uitrusting van de onderstations 70 kV en 15 kV. Na het vaststellen van problemen van partiële ontladingen in het onderstation 15 kV, werd in samenspraak met de DNB beslist om de 15 kV cabine te vervangen door een nieuw onderstation met dubbel railstel. De voorziene laagspanningsvervangingen zullen in synergie uitgevoerd worden. Deze werken werden ondertussen uitgevoerd.

Op dit moment is er voldoende marge om de belasting gedurende meerdere jaren te voeden met de huidige transformatoren. Mocht op langere termijn een versterking noodzakelijk zijn dan kan de injectie richting middenspanning te Petrol versterkt worden via de oprichting van een bijkomende cabine 15 kV en een bijkomende transformator 150/15 kV.

De bijkomende belasting in het noorden van Antwerpen kan beantwoord worden via het oprichten van een 150 kV onderstation en versterking van de transformatie in Damplein. De situatie bleek complexer dan initieel ingeschat, wat impact heeft gehad op de voortgang van het project.

6.6 Vervanging van hoog- en laagspanningsuitrusting te Ketenisse

Naar aanleiding van belangrijke vervangingsnoden in het onderstation alsook het hoge kortsluitvermogen³⁷ wegens belangrijke industriële klanten werd beslist het 36 kV onderstation van Ketenisse te vervangen. Het nieuw onderstation zal een hogere kortsluitvastheid³⁸ hebben en zo de noden dekken.

Het opmaken van een gedetailleerde projectplanning heeft aangetoond dat een langere doorlooptijd voor het project voorzien dient te worden dan initieel ingeschat, waardoor het project iets later zal zijn uitgevoerd.

6.7 Vervanging van het 36 kV-onderstation en twee transformatoren 150/36 kV in Zeebrugge en oprichting van de nieuwe site 150/36 kV Zeebrugge Zeesluis

De regio Zeebrugge wordt gevoed door drie transformatoren 150/36 kV die opgesteld staan in het onderstation Zeebrugge aan de Blondeellaan. Vanuit dit punt vertrekt een uitgebreid 36 kV-net richting koppelpunten met het distributienet evenals rechtstreekse netgebruikers, hoofdzakelijk in oostelijke richting. Een recente analyse in samenwerking met diverse stakeholders toont de nood aan om een nieuwe injectie 150/36 kV te ontwikkelen ter hoogte van de Pierre Vandammesluis, Zeebrugge Zeesluis genaamd, dewelke beter gepositioneerd is ten opzichte van de bestaande en toekomstige grote verbruikscentra in de 36 kV-zone. De

³⁷ Kortsluitvermogen is de maximale hoeveelheid elektrische energie die een elektrisch net of installatie kan leveren op het moment van een kortsluiting.

³⁸ Kortsluitvastheid is het vermogen van een elektrisch component, zoals een kabel, rail, transformator of schakelaar, om een kortsluitstroom te weerstaan gedurende een bepaalde tijd zonder mechanische of thermische schade op te lopen.

nieuwe site zal gevoed worden door twee nieuwe 150 kV-kabelverbindingen vanuit het 150 kV onderstation Zeebrugge. Bij de oprichting van de site Zeebrugge Zeesluis zal een 36 kV-onderstation voorzien worden dat gekoppeld wordt met het nieuwe 150 kV-onderstation door middel van drie transformatoren 150/36 kV.

De redenen voor de oprichting van de site Zeebrugge Zeesluis zijn drieledig. Allereerst bereiken diverse 36 kV-kabels in de zone hun einde levensduur in de komende 5 tot 20 jaar. De oprichting van de nieuwe site laat toe deze vervangingsnood grotendeels op te vangen. Ten tweede biedt de nieuwe site eveneens een antwoord op de verplaatsingsnood van een groot aantal 36 kV-kabels in het kader van de omvorming van de Visartsluis tot zeesluis. Als laatste zal de site Zeebrugge Zeesluis ook een goed gelegen punt vormen voor de aansluiting van nieuwe netgebruikers, zowel op 36 kV als 150 kV, waardoor er vermeden wordt dat er steeds nieuwe lange kabelverbindingen geplaatst dienen te worden naar de huidige site aan de Blondellaan. Ook vormt Zeebrugge Zeesluis een geschikte locatie om de injectie vanuit het 150 kV-net verder te versterken in de vorm van een bijkomende vierde transformator 150/36 kV. Dit laatste staat momenteel op middellange termijn gepland.

De bestaande injectie 150/36 kV in het onderstation te Zeebrugge blijft behouden in de lange termijnvisie. Twee van de drie transformatoren 150/36 kV te Zeebrugge hebben een vermogen van 65 MVA en bereiken hun einde levensduur binnen afzienbare tijd. De visie bestaat er in één van beide te vervangen door een nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA. Dit komt voort uit de omvang van de belasting en productie die gevoed blijft via het onderstation te Zeebrugge. Er is bovendien nog een aanzienlijk potentieel aan bijkomende belasting en productie op dit onderstation, en in het bijzonder bijkomende windproductie en walstroom. In synergie met de vervanging van de transformatoren wordt ook de vernieuwing voorzien van het onderstation 36 kV. Dit onderstation werd al uitgebreid met nieuwe velden 36 kV waardoor er reeds een aanzet is gegeven voor de verdere vervanging.

6.8 Herstructurering 36 kV te Lillo

Het 36 kV net van Antwerpen Rechteroever is voornamelijk samengesteld uit twee onderstations van Elia: Lillo en Scheldelaan. Deze zijn verbonden door één 36 kV verbinding waardoor mutuele ondersteuning mogelijk is. Het 36 kV onderstation van Lillo wordt gevoed door drie transformatoren vanuit het 150 kV net. Op het onderstation Lillo 36 kV zijn talrijke klanten aangesloten, het onderstation is en blijft noodzakelijk.

Het 36 kV net in deze regio wordt enerzijds gekenmerkt door een hoge industriële belasting en anderzijds door de vele WKK's. Het vernieuwen van het 36 kV onderstation van Lillo en een herstructurering van de 36 kV op Antwerpen Rechteroever zijn de nodige stappen in het kader van de lange termijnvisie om de vooruitzichten van de klanten te kunnen dekken.

Deze structuur maakt het mogelijk om de transformatiecapaciteit optimaal te benutten, het kortsluitniveau op de onderstations 36 kV onder controle te houden, de voedingskwaliteit (o.a. spanningskwaliteit) in deze regio te behouden en er wordt bovendien voldoende marge gehouden voor toekomstige bijkomende belasting en decentrale productie in deze regio.

De scope is verdeeld in een project gekoppeld aan de werken in het onderstation en een kabelproject. De werken in het onderstation Lillo omvat het vervangen van het 36 kV

onderstation door een nieuwe GIS met een hogere kortsluitvastheid (40kA). Om dit nieuwe onderstation te kunnen inlussen in het 36 kV net, moeten een groot aantal 36 kV kabels verlengd en verplaatst worden. Dit maakt deel uit van een apart kabelproject.

6.9 Herstructurering van het 36 kV-net tussen Zele en Flora, en vervangingswerken in Sint-Amandsberg, Bavegem, Wetteren en Ham.

Een vervangingsnood van 48km 36 kV-kabel tussen de 36 kV-zones Flora en Lokeren-Zele wordt het best opgevangen door dit 36 kV-net te vernieuwen vanuit Flora. Dit leidt immers tot een reductie van de totale kabellengte met 26km. De investeringskost van een 150 kV-oplossing werd in het verleden te hoog bevonden voor de toen gekende beperkte en geografisch gespreide vermogens in dit gebied. Om die reden worden momenteel diverse 36 kV-investeringen gerealiseerd. Recentere inschattingen geven echter een veel hoger toekomstig verbruik aan, waardoor een bijkomende 150 kV-oplossing op middellange termijn alsnog bestudeerd wordt zoals toegelicht in paragraaf 3.2.4. Deze zal complementair zijn aan de lopende 36 kV-versterkingsprojecten in dit gebied. De beschrijving hieronder spitst zich toe op de lopende 36 kV-werkzaamheden.

In de nieuwe 36 kV-netstructuur wordt de voeding van Wetteren en de reservevoeding van Bavegem hernomen op de zone Flora, wat op zijn beurt een versterking van deze zone vereist. Dit wordt bekomen via een nieuwe 36 kV-kabel Sint-Amandsberg – Flora, gezien dit toelaat een transformator 150/36 kV van Ham toe te wijzen aan de zone Flora. Deze netversterking wordt als eerste uitgevoerd. Het hernemen van de voeding van Wetteren en Bavegem op Flora vergt de plaatsing van twee nieuwe 36 kV-kabels tussen Flora, Kwatrecht en Wetteren.

De nieuwe 36 kV-netstructuur vergt werken in vijf onderstations: Ham, Sint-Amandsberg, Kwatrecht, Wetteren en Bavegem. De 36 kV-onderstations Ham en Sint-Amandsberg worden uitgebreid met twee 36 kV-velden teneinde bestaande 36 kV-kabels te kunnen ontdebelen en apart aansluiten. In Kwatrecht wordt een nieuw 36 kV-onderstation opgericht om de voeding van Wetteren en Bavegem op Flora te hernemen. In Wetteren wordt het bestaande 36 kV-onderstation ontmanteld, en vervangen door een beperkte compacte installatie.

Naast de werken die nodig zijn voor de herstructurering van het 36 kV-net hebben zowel Fluvijs als Elia belangrijke vervangingsnoden in de betrokken onderstations in de komende 3 jaren. Het gescheiden uitvoeren van alle werkzaamheden is niet steeds mogelijk en leidt bovendien tot inefficiënties. Om die reden beantwoorden de projecten in onderstations eveneens aan de lokale vervangingsnoden. Zo wordt in Ham een oude transformator 36/12 kV vervangen die eveneens de oorzaak was van geluidsoverlast voor de omwonenden. Te Kwatrecht wordt een oude transformator 36/12 kV vervangen door een nieuwe. Te Sint-Amandsberg wordt de laagspanning vervangen evenals een oude transformator 36/12 kV. Te Bavegem wordt de volledige site 36 kV en 12 kV vernieuwd zowel voor wat betreft de hoog- als de laagspanning evenals de twee transformatoren 36/12 kV.

6.10 Kabelverplaatsingen R4 Gent te Kennedylaan - Zelzate Rostijne

De Vlaamse Overheid heeft beslist de R4 op de oostelijke en westelijke zijde van het kanaal Gent – Terneuzen om te vormen tot een primaire weg om het verkeer vlotter en veiliger te maken. Naast het beperken van het aantal op- en afritten, worden hiertoe kruisingen met andere wegen aangepast wat de bouw van tunnels, bruggen en op- en afritten met zich meebrengt. Hierdoor treedt er een conflict op met aanwezige nutsleidingen op diverse locaties. Voor wat betreft de Elia-infrastructuur zijn er in dit projectgebied conflicten met 34 kabelverbindingen 36 kV, en dit zowel in de 36 kV-zone Langerbrugge op de linkeroever van de Gentse haven als in de zone Kennedylaan op de rechteroever.

De Werkvennootschap (aangesteld door de Vlaamse Regering) coördineert de werkzaamheden aan de R4 en heeft een verplaatsingsbevel uitgestuurd naar alle beheerders van nutsleidingen met de vraag om conflictpunten weg te werken. Elia vatte de werkzaamheden aan de R4 aan in 2023.

In synergie met de kabelverplaatsingen wordt ook voorzien drie oude 36 kV-kabels tussen Rechteroever Gent en Kennedylaan volledig te vervangen. Deze bereiken immers hun einde levensduur in de periode 2025-2030. Bovendien verhoogt de vervanging de transportcapaciteit tussen beide onderstations wat vereist kan zijn in het kader van het stijgende verbruik van de netgebruikers in deze zone.

6.11 Versterking van de voeding in Ravels

In het onderstation van Ravels staat op dit moment slechts één transformator naar middenspanning opgesteld. De huidige reservevoeding wordt in Ravels via een zware 15 kV verbinding vanuit Turnhout verzekerd. De toenemende decentrale productie in de regio rond Ravels veroorzaakt een nood aan extra transformatiecapaciteit naar het middenspanningsnet. De meest geschikte oplossing is de plaatsing van een nieuw onderstation en een 50 MVA transformator in Ravels, gekoppeld aan de aanleg van een nieuwe 70 kV kabel vanuit Turnhout of Beerse. Momenteel kan de toenemende decentrale productie mits een flexibel concept nog opgevangen worden. Hierdoor is het mogelijk dit project eerder te voorzien op middellange termijn.

Momenteel wordt de inhoud van dit project herbekeken. Het is hierdoor mogelijk dat er uiteindelijk een andere oplossing weerhouden wordt. Omwille van voorliggende wordt het project aldus uitgesteld totdat er meer zekerheid bestaat over de inhoud van het project.

6.12 Vervanging van het onderstation 70 kV van Sint-Job

In het onderstation 70 kV in Sint-Job zijn er verschillende vervangingsnoden aanwezig. Een vervanging van de hoogspanningsvelden en de laagspanning is dan ook voorzien. De huidige opbouw voor wat betreft het aantal middenspanningstransformatoren blijft behouden.

6.13 Vervanging MS-cabine te Hoeilaart

De middenspanningscabine te Hoeilaart, die zijn eindelevensduur bereikt, wordt in samenspraak met Fluvius vervangen.

6.14 Afbraak onderstation 70 kV en versterking onderstation 150 kV te Heist-op-den-Berg

In het onderstation 70 kV van Heist-op-den-Berg bereiken de laagspanningsinstallaties en het merendeel van de 70 kV toestellen hun einde levensduur. De hoofdvoeding van het onderstation gebeurt vandaag al vanuit het 150 kV-net. Het 70 kV-net voorziet de ondersteuning in reserve. Mede door de rationalisering van de 70 kV installaties in het onderstation van Mechelen, is een volledige overname van de belasting van Heist-op-den-Berg op het 150 kV-net de efficiëntste oplossing. Het project voorziet de oprichting van een volwaardig 150 kV onderstation en de afbraak van de bestaande 150 kV en 70 kV installaties.

6.15 Afbraak van de 70 kV-lijn tussen Baasrode en Malderen

De 70 kV-lijn tussen Baasrode en Malderen werd gebouwd in 1923. Een inspectie heeft aangetoond dat 13 van de 18 geïnspecteerde masten zich in slechte staat bevinden, en 5 masten in zeer slechte staat. Het verlengen van de levensduur van de lijn met zo'n 15 à 20 jaar zou bijgevolg grote herstellingswerken met zich meebrengen op quasi alle masten, en een nood tot vervanging van de geleiders valt hierbij evenmin uit te sluiten.

In de lange termijnvisie is het voorzien de 70 kV-lijn Aalst – Malderen te vervangen door een 150 kV kabel 2000AluXLPE tussen beide onderstations. In afwachting van de omvorming van het 70 kV-net naar 150 kV in deze zone (voorzien rond 2035 à 2040), zal deze kabel uitgebaat worden op 70 kV. De permanente transportcapaciteit van deze nieuwe kabel dient 295 MVA te zijn (138 MVA op 70 kV). Deze toename aan transportcapaciteit tussen Baasrode en Malderen ten opzichte van de huidige 70 kV-lijn (78 MVA) is bovendien noodzakelijk op korte termijn, gezien er meerdere grotere aansluitingsaanvragen lopende zijn in de zone Aalst bij Fluvius (datacenters, ontwikkeling KMO-zones, ...).

De 70 kV-lijn zal pas afgebroken kunnen worden vanaf het ogenblik dat de nieuwe 150 kV-kabel in dienst is. Het vroegtijdig ontmantelen van de lijn is geen optie, gezien de belangrijke rol van deze verbinding in de bevoorrading van de zone Aalst – Ninove. De afbraak van de 70 kV-lijn dient wegens slechte staat zo snel als mogelijk uitgevoerd te worden.

6.16 Verlaten mobiel onderstation 70 kV en vervanging bestaande middenspanningscabine 2 te Moeskroen

Verschillende toestellen in Moeskroen vereisen een vervanging in de komende jaren om de betrouwbaarheid van het net te handhaven.

Dit project voorziet de vervanging van het tijdelijk mobiel 70 kV onderstation naar een nieuwe minimale 70 kV structuur en noodzakelijke vervangingen op 10 kV met een herstructurering van de 10 kV cabines. De omvang van het 70 kV onderstation zal verkleinen gezien een aantal

70 kV luchtlijnen zullen verdwijnen in het kader van de herstructurering van het 70 kV net de regio.

Alle hierboven vermelde werken werden ondertussen uitgevoerd.

6.17 Kabelverplaatsing 70 kV tussen Schelle en Wilrijk

Naar aanleiding van geplande infrastructuurwerken van lokale besturen kwam een vraag tot verplaatsing van een 70 kV kabel tussen Schelle en Wilrijk. Hiervoor werd in samenspraak met deze partijen een project opgezet.

6.18 Herstructurering 70 kV net rond Beringen

De volledige 70 kV installaties te Beringen (inclusief transformatoren) bereiken hun einde levensduur waartoe een vervanging in de komende jaren wordt voorzien om de betrouwbaarheid van het net te handhaven. Met het oog op maximale efficiëntie zijn de mogelijkheden onderzocht om het 70 kV net in deze regio te rationaliseren. Als conclusie daarvan werd beslist om het 70 kV onderstation van Beringen te verlaten. **Hierdoor volstaat het om in het onderstation Beringen de bestaande 150/70 kV transformator, die vandaag te veel geluidsoverlast veroorzaakt, en de twee 70/10 kV transformatoren te vervangen door twee 150/10 kV transformatoren.** Om het verlaten van het 70 kV-onderstation van Beringen in de regio op te vangen, dient er in het onderstation Tessenderlo Industriepark (TIP) een nieuwe transformator 150/70 kV te worden geplaatst dewelke zal worden gevoed door een nieuwe 150 kV kabel aangesloten op het 150 kV-onderstation van Beringen. Dit maakt het ook mogelijk om de 70 kV lijnverbinding tussen onderstations Mol en TIP te verlaten eenmaal het 70 kV onderstation Mol uit dienst wordt gesteld.

Bijkomend kunnen de 70 kV lijnverbindingen tussen Beringen en Lummen, en Lummen en Houthalen verlaten worden door het plaatsen van nieuwe transformatoren 150/10 kV als vervanging van de bestaande transformator 70/10 kV te Lummen. Deze nieuwe transformatoren worden aangesloten op de nabijgelegen 150 kV-lijnen tussen onderstations Beringen en Godsheide/Langerlo.

De inhoud van het project Beringen werd licht gewijzigd omwille van diverse evoluties in het net. Dit is ook de reden waarom het project achteruitgeschoven werd.

6.19 Uitbreiding onderstation 36 kV te Hoogstraten

Het net in de regio wordt geconfronteerd met een groot aantal aanvragen voor aansluiting van decentrale productie, voornamelijk ten noorden van het onderstation van Hoogstraten. De uitbreiding van de bestaande 36 kV cabine zorgt ervoor dat er op korte termijn diverse bijkomende windmolens kunnen worden aangesloten. Deze werken werden ondertussen uitgevoerd.

6.20 Nieuwe middenspanningscabine te 7^{de} Havendok

De bestaande cabine van 7^{de} Havendok kan niet uitgebreid worden terwijl talrijke aansluitingsaanvragen beantwoord moeten worden (gebouw van een oudere ontwerp met de

cabine op de eerste verdieping). Bovendien bevat het verouderd materiaal. Fluvius heeft bijgevolg beslist een nieuwe cabine te bouwen en als gevolg daarvan start Elia een project om de nodige werken die daaraan gekoppeld zijn te verwezenlijken.

6.21 Vervangingen in het onderstation Langerlo

De vervangingsnoden op 70 kV in Langerlo zijn herzien en zullen niet langer uitgevoerd worden in synergie met het lopende project op 150 kV zoals aangegeven in een eerdere versie van het investeringsplan. De nodige vernieuwingen zullen daarentegen afgestemd worden op de vervangingsnood van een van beide transformatoren 150/70 kV op middellange termijn. Ondertussen is er een nieuw project opgestart om het volledige 70 kV-onderstation van Langerlo te verlaten. De hoogspanningslijnen richting Bilzen zullen worden gevoed door één van beide resterende transformatoren 150/70 kV.

Het 26 kV-onderstation van Langerlo werd intussen verlaten. De netgebruikers dewelke nog aanwezig waren op dit onderstation zijn intussen overgeheveld naar het 10 kV distributienet.

Omwille van de aanpassingen aan de inhoud van het project werd het project vertraagd.

6.22 Vervangen transformatoren 150/70 en verlaten onderstation 70 kV te Stalen

Na analyse van de vervangingsnoden in het onderstation van Stalen is een herstructurering van het 70 kV-net in de onmiddellijke omgeving uitgewerkt. Hierbij worden de transformatoren 150/70 kV vervangen door een nieuwe transformator 150/70 kV die rechtstreeks verbonden wordt met de 70 kV verbinding naar Opglabbeek. De overige lijnen die toekomen in Stalen zullen doorverbonden worden en de bestaande transformator 70/10 kV zal in aftakking geplaatst worden op een van deze verbindingen. Deze herstructurering laat toe het onderstation 70 kV te verlaten zonder structurele wijzigingen aan het onderstation 10 kV. Verder wordt het 150 kV onderstation volledig vervangen door een nieuw GIS-onderstation.

Alle hierboven genoemde werken zijn ondertussen uitgevoerd.

6.23 Het net in de haven van Gent

De ontwikkeling van het net in de haven van Gent kent nog diverse stappen op korte en middellange teneinde de nodige capaciteit te ontwikkelen voor bijkomende decentrale productie en belasting op de linker- en rechteroever van de haven. Sommige investeringen zijn hierbij ook gekoppeld aan het bereiken van de einde levensduur van bepaalde installaties.

Voor wat betreft de rechteroever van de Gentse haven vormen de werken aan het 36kV onderstation Kennedylaan de belangrijkste ontwikkeling op korte termijn. In het kader van de vervanging van het 36 kV-onderstation te Kennedylaan werden de transformatoren 150/36 kV verhuisd naar de nabijgelegen site Rodenhuize teneinde ruimte vrij te maken voor de plaatsing van een nieuw gebouw voor de nieuwe 36 kV gasgeïsoleerde installatie. Bij de verplaatsing van de transformatoren 150/36 kV werd degene met het kleinste vermogen, 110 MVA, vervangen door een transformator van 125 MVA. Deze toename in vermogen is noodzakelijk

om een antwoord te bieden aan de toenemende afname in de 36 kV-zone Kennedylaan op de rechteroever van de Gentse haven. De vernieuwing van het 36 kV-onderstation Kennedylaan leidt bovendien tot een verhoging van het toegelaten kortsluitniveau in het 36 kV-deelnet waardoor de transformatoren 150/36 kV van Kennedylaan en Rechteroever optimaler uitgebaat kunnen worden en de onthaalcapaciteit verhoogt.

Op middellange termijn bereikt de middenspanningscabine van Sifferdok zijn einde levensduur. Daarnaast vormt ook de ontoegankelijkheid van de voedende 36 kV-kabel van het koppelpunt Sifferdok evenals diverse 12 kV-installaties van de distributienetbeheerder nabij het Sifferdok een kritiek aandachtspunt. Met de distributienetbeheerder werden meerdere opties bestudeerd. De weerhouden oplossing houdt in dat het koppelpunt Sifferdok verlaten zal worden, waarbij de voeding van het 12 kV-net hernomen wordt via de transformatie 36/12 kV die opgesteld staat op de site Rechteroever Gent. Teneinde over voldoende capaciteit te beschikken worden de twee transformatoren 36/12 kV 18 MVA te Rechteroever Gent vervangen door transformatoren 36/12 kV 25 MVA.

Het elektriciteitsnet op de linkeroever van Gent omvat momenteel enkel een 36 kV-net dat gevoed wordt vanuit het onderstation Centrale Langerbrugge. De verdere ontwikkeling van de industriezones Kluzendok, Kuhlmannsite en Rieme Noord op de linkeroever van de Gentse haven brengen nieuwe belasting en productie met zich mee. Om deze te onthalen is er enerzijds nood aan 12 kV- en 36 kV-aansluitingspunten. Anderzijds zal het net versterkt moeten worden, gezien de resterende capaciteit van het bestaande 36 kV-net niet toereikend is voor de voeding van dergelijke hoeveelheden bijkomende belasting en decentrale productie. De weerhouden oplossing bestaat uit de oprichting van een nieuwe hoogspanningssite in het Kluzendok. De nieuwe site Kluzendok zou enerzijds een 36 kV onderstation omvatten voor de aansluiting van decentrale productie en middelgrote verbruikers. Anderzijds wordt een nieuwe injectie naar middenspanning vanuit het nieuwe 150 kV onderstation voorzien voor de aansluiting van kleine decentrale productie-eenheden en verbruikers. De versterking van het 36 kV-net zal uitgevoerd worden in de vorm van twee transformatoren 150/36 kV te Kluzendok. De voeding vanuit het 150 kV-net wordt bekomen worden door twee nieuwe 150 kV-kabels te plaatsen, één naar het bestaande onderstation 150 kV Rodenhuize en één naar het nieuwe onderstation 150 kV Baekeland. Na de oprichting van de nieuwe 12 kV- en 36 kV-koppelpunten in het Kluzendok, zal de distributienetbeheerder maximaal bestaande afname, opslag en productie hierop overhevelen teneinde het bestaande 36 kV-net en de transformatie 36/12 kV te ontlasten.

Op middellange termijn bereiken de laagspanning van het 36 kV-onderstation Centrale Langerbrugge evenals de twee transformatoren 150/36 kV 110 MVA hun einde levensduur. De huidige visie bestaat er in de nodige vervangingen uit te voeren, gelet de nood aan het behoud van dit 36 kV-onderstation evenals de nodige transformatiecapaciteit 150/36 kV. Een eventuele overname van de voeding via het nieuwe 36 kV-onderstation Kluzendok wordt wel nog bestudeerd.

6.24 Afbraak onderstation 36 kV te Zwijnaarde

Het 36 kV-onderstation te Zwijnaarde bereikt zijn einde levensduur op korte termijn. De twee voedende 36 kV-kabels vanuit het 36 kV-onderstation Flora bereiken hun einde levensduur

op middellange termijn. Dit onderstation staat in voor de voeding van een netgebruiker en vormt daarenboven een beperking op het toegelaten kortsluitniveau in de 36 kV-zone Flora. De afspraak bestaat er in dit onderstation te verlaten en de netgebruiker aan te sluiten op het 36 kV-onderstation te Flora. Een van de 36 kV-verbindingen tussen Flora en Zwijnaarde blijft behouden om een bijkomende 36 kV-verbinding tussen Flora en Sint-Denijs-Westrem te vormen.

6.25 Vernieuwen laagspanning Lokeren Vijgenstraat

In het onderstation Lokeren Vijgenstraat bereiken de beveiligingsinstallaties hun einde levensduur. Aangezien dit onderstation een belangrijk koppelpunt van het 36 kV deelnet Lokeren-Zele vormt, worden de nodige vervangingen voorzien.

6.26 Herstructurering van de voeding van Sint-Niklaas en Hamme, en afbraak 70 kV lijn Temse

Een groot deel van de optimalisatie van het 70 kV-net tussen Schelle, Hamme en Sint-Niklaas werd reeds uitgevoerd met de afbraak van het onderstation 70 kV te Sint-Niklaas en het behoud van de reservevoeding van de middenspanningscabine van Sint-Niklaas vanuit het 70 kV-net. Dit laatste liet toe om de investering in een tweede 150 kV voeding voor Sint-Niklaas uit te stellen en vereenvoudigt eveneens de werken die nodig zijn voor de herconfiguratie van het 150 kV-net rond Heimolen. Een detailanalyse van de oude 70 kV-lijn tussen Hamme en Sint-Niklaas toonde aan dat niet alleen het gedeelte van de lijn dat Sint-Niklaas voedt in zeer slechte staat is, maar ook het gedeelte dat Hamme voedt. De visie om een transformator 70/10 kV te Hamme te kunnen blijven voeden vanuit Schelle vervalt hierdoor. De kost om de lijn in stand te houden evenals de impact op de omgeving lopen immers te hoog op. Om die reden wordt een alternatieve oplossing voorzien met een volledige voeding van de middenspanningscabine vanuit het 36 kV-onderstation van Zele Industrie. De realisatie van deze structuur vergt slechts een beperkte investering, gezien er tussen beide onderstations reeds een dubbele 36 kV-kabelverbinding aanwezig is. Te Hamme staan eveneens reeds twee transformatoren 36/10 kV met een voldoende hoge capaciteit opgesteld.

De hoogspanningssite 70 kV te Temse werd enkele jaren geleden ontruimd. De 70 kV-lijn die deze site koppelde met de 70 kV-lijn tussen Schelle en Sint-Niklaas werd toen om technische redenen niet ontmanteld. Met de herschikking van de voeding van Sint-Niklaas en Hamme kunnen deze twee pylonen immers afgebroken worden zonder grote werkzaamheden aan de 70 kV-moederlijn Schelle - Sint-Niklaas. Deze werken werden ondertussen uitgevoerd.

6.27 Vervanging 70 kV onderstation door 150 kV onderstation te Wortegem

Het 70 kV onderstation in Wortegem bereikt zijn eindeleven. In lijn met de lange termijnvisie van de regio zal het 70 kV onderstation volledig vervangen worden door een nieuw onderstation 150 kV gezien dit onderstation een belangrijk knooppunt vormt voor het net in de omgeving. Verder worden de transformatoren 70/10 kV vervangen door transformatoren 150/10 kV en wordt de volledige laagspanning van het onderstation vervangen.

6.28 Vervanging van het onderstation 70 kV en de transformator 150/70 kV van Aalst

In het onderstation Aalst bereikt de transformator 150/70 kV zijn einde levensduur. De laagspanning, verschillende hoogspanningstoestellen en de draagstructuren van het onderstation 70 kV dienen eveneens vervangen te worden. Gezien het belang van dit onderstation in het omliggende 70 kV net wordt er voorzien om zowel een nieuwe transformator 150/70 kV 145 MVA als een nieuwe 70 kV GIS-onderstation te plaatsen te Aalst. De realisatie van dit project loopt vertraging op ten gevolge van het nodige overleg dat gepleegd werd met de verschillende stakeholders. Hierbij werd overeengekomen dat de nieuwe installatie geplaatst zullen worden op een terrein dat grenst aan de huidige site. Uit diepgaandere analyses bleek dat het efficiënter is de drie bestaande transformatoren 70/15 kV te vervangen door nieuwe transformatoren 70/15 kV 50 MVA.

Op vraag van de distributienetbeheerder wordt ook het bestaande middenspanningsgebouw uitgebreid.

Alle bovenvermelde vernieuwingswerken in het onderstation Aalst werden ondertussen uitgevoerd.

6.29 Vervanging van het onderstation Baasrode en herstructurering van het omliggende net 70 kV

Het 70 kV onderstation Baasrode omvat diverse hoogspanningstoestellen die hun einde levensduur bereiken. Dit geldt eveneens voor de volledig laagspanning. Een lange termijnstudie heeft aangetoond dat een overgang naar 150 kV van het 70 kV-net in de regio Aalst - Malderen zich aandient tegen 2040. Een technisch-economische analyse heeft aangetoond dat een vervanging van dit luchtgeïsoleerde onderstation door een nieuw 150 kV gasgeïsoleerd onderstation de beste oplossing vormt. Het behoud van het luchtgeïsoleerde onderstation tot 2040 is mogelijk, maar vergt aanzienlijke investeringen waardoor de totale kost (inclusief gasgeïsoleerd onderstation in 2040) hoger is dan de voorgestelde oplossing. Het gasgeïsoleerde 150 kV onderstation wordt tot 2040 uitgebaat op 70 kV in afwachting van de overgang van het volledige net uit de zone naar 150 kV. Bij deze vervanging wordt ook de lijn 70 kV Aalst-Willebroek-Malderen ingelust in het onderstation van Baasrode. Dit maakt het 70 kV-net tussen Aalst en Malderen robuuster, wat marge biedt voor belasting toename in deze zone in afwachting van een evolutie naar 150 kV binnen 20 jaar.

De 70 kV-lijn tussen de onderstations Baasrode en Malderen bereikt zijn einde levensduur op korte termijn. Gezien de visie erin bestaat dit net te laten evolueren naar 150 kV rond 2040 en gezien een verbinding tussen beide onderstations noodzakelijk blijft, wordt deze lijn vernieuwd door een kabel 150 kV die in de tussenperiode uitgebaat wordt op 70 kV. Dit wordt in meer detail toegelicht in paragraaf 6.15.

De geleiders van de 70 kV-lijn tussen Aalst en Denderleeuw bereiken hun einde levensduur. Gezien de belangrijke functie van deze lijn in het 70 kV-net wordt er voorzien deze geleiders te vervangen.

6.30 Nieuw gebouw en uitbreiding 30 kV in Beveren-Waas

De transformatoren 150/15 kV en 150/30 kV te Beveren-Waas worden in antenne gevoed vanaf het onderstations 150 kV Kallo door middel van kabelverbindingen na de omvorming van de vroegere voedende 150 kV-luchtlijnen naar 380 kV.

In Beveren-Waas werd een nieuwe cabine 15 kV in een nieuw gebouw opgericht om verdere uitbreiding mogelijk te maken. De cellen 30 kV van de hub in Beveren-Waas werden tijdelijk geïnstalleerd in het gebouw van de middenspanningscellen om de fasering van de werken te respecteren. Na de afbraak van de oude cabine 15 kV is er ruimte voor een cabinegebouw voor de 30 kV. Momenteel biedt het huidige gebouw nog voldoende ruimte voor uitbreidingen zowel op 15 kV als op 30 kV. De oprichting van het nieuwe gebouw 30 kV en de verhuis van de cabine 30 kV is op dit moment voorzien op middellange termijn, wanneer zich verdere noden zouden manifesteren op 30 kV.

6.31 Herstructurering in het deelnet Drongen – Sint-Denijs-Westrem – Sint-Martens-Latem

Een verdere toename van de belasting in de omgeving van Drongen, Sint-Denijs-Westrem en Sint-Martens-Latem zal op termijn de versterking van de voeding in dit deelnet vereisen. Op korte termijn bestaat de oplossing er in het bestaande 36 kV-net optimaal te benutten door een deel van de voeding van Sint-Denijs-Westrem en Sint-Martens-Latem over te nemen in het deelnet Flora. Op langere termijn is een meer doorgedreven versterking vereist, gezien er opnieuw congesties verwacht worden op de transformator 150/36 kV te Drongen, de 36 kV-kabels tussen Drongen en Sint-Denijs-Westrem evenals de 36 kV-kabels tussen Flora en Sint-Denijs-Westrem.

Een eerste versterking wordt voorzien te Drongen waar de bestaande transformator 150/36 kV van 65 MVA, die tevens zijn einde levensduur bereikt, vervangen wordt door één van 125 MVA. De versterking was reeds voorzien voor 2034 waardoor deze congestie niet verder gedetecteerd werd in de behoeftendetectie. Met het oog op het significant verhogen van de injectiecapaciteit naar het 12 kV-net wordt ook een transformator 150/12 kV van 50 MVA geplaatst in Drongen, hetgeen eveneens leidt tot een ontlasting van het lokale 36 kV-net in gezonde nettoestand. De reservevoeding blijft voorzien via een transformator 36/12 kV. Bij deze werken te Drongen wordt ook het hoog- en laagspanningsmateriaal van het 36 kV-onderstation vervangen.

Uit de behoeftendetectie volgde een hoge belasting van de de 36 kV-kabels tussen Drongen en Sint-Denijs-Westrem, maar geen overbelasting. Gelet het grote potentieel aan bijkomende toekomstige aansluitingsaanvragen worden congesties echter wel verwacht. Een verdere ontlasting van deze kabels, wordt echter bekomen via de 150 kV-investering richting Sint-Martens-Latem zoals toegelicht in paragraaf 3.2.4. Zo zal via de plaatsing van een 150 kV-kabel de voeding van het lokale 12 kV-net in Sint-Martens-Latem overgeheveld worden naar het 150 kV-net. Dit koppelpunt wordt momenteel immers gevoed vanuit Sint-Denijs-Westrem door middel van twee 36 kV-kabels. Er wordt verwacht dat de injectiecapaciteit 36/12 kV te Sint-Martens-Latem overschreden wordt op middellange termijn. Naast de plaatsing van een 150/12 kV 50 MVA zullen de middenspanningscabine en de twee

middenspanningstransformatoren 36/12 kV te Sint-Martens-Latem vernieuwd worden gezien deze hun einde levensduur bereiken. De twee bestaande 36 kV-kabels tussen Sint-Denijs-Westrem en Sint-Martens-Latem beschikken nog over een lange resterende levensduur en blijven hierdoor benut. Gelet de beperkte ruimte op de huidige site te Sint-Martens-Latem wordt met de distributienetbeheerder ook gezocht naar een aangewezen alternatieve locatie voor de site. Het aansluitingspunt van de nieuwe 150 kV-kabel dient nog verder bestudeerd te worden in het kader van de ruimere ontwikkeling van de omliggende 36 kV-deelnetten Drongen en Flora.

6.32 Plaatsing 36 kV-velden voor aansluiting 36 kV-distributienet te Langerbrugge

Fluvius ontving een aansluitingsaanvraag voor een grote verbruiker in de haven van Gent nabij het 36 kV-onderstation Centrale Langerbrugge van Elia. De technisch-economisch efficiëntste manier bestaat erin de netgebruiker aan te sluiten via een 36 kV-distributienet. Hiertoe voorziet Elia in het 36 kV-onderstation Centrale Langerbrugge twee 36 kV-aansluitingsvelden van waaruit dit Fluvius-net gevoed kan worden.

6.33 Mastherstelling te Lier

Een beschadiging werd opgemerkt tijdens schilderwerken op een mast van de 70 kV lijn Lier-Nijlen, een project werd gelanceerd om die mast te herstellen door het onderste mastgedeelte te vervangen. Deze werken werden ondertussen uitgevoerd.

6.34 Vervanging van de middenspanningscabine en een transformator te Waarschoot

De middenspanningscabine, een transformator 36/12 kV en het 36 kV-onderstation te Waarschoot dienen op middellange termijn vervangen te worden. Een alternatieve piste waarbij dit koppelpunt met het middenspanningsnet zou worden verlaten, werd samen met de distributienetbeheerder onderzocht. Dit vergt investeringen op andere punten in de zone Eeklo. De oprichting van een middenspanningsinjectie op de site Eeklo Pokmoer dat gelegen is op ongeveer 4km van de site Waarschoot vormt hierbij de relevantste piste. Dit nieuwe koppelpunt zou dan ook dienst kunnen doen om andere omliggende koppelpunten af te bouwen zoals Eeklo Zuidmoerstraat en Eeklo Nijverheidskaai. Op basis van de meest recente vooruitzichten van het verbruik blijkt het verlaten van het koppelpunt Waarschoot geen haalbare optie meer te vormen. Om die reden wordt voorzien dit koppelpunt te vernieuwen. Hierbij dient met grote kans een nieuw terrein verworven te worden gelet de beperkte ruimte op de huidige site.

6.35 Vervanging van het volledige 70 kV-onderstation en vervanging van de bestaande middenspanningscabine 1 te Oudenaarde

Zowel de hoogspannings- als laagspanningstoestellen en de transformatoren 70/10 kV in Oudenaarde hebben hun einde leven bereikt. De twee transformatoren 70/10 kV 20 MVA worden vervangen door één transformator 70/10 kV 40 MVA. De hoogspannings- en

laagspanningstoestellen worden één op één vervangen. Verder bereikt ook een van de middenspanningscabines zijn einde leven, en wordt deze vervangen door een nieuwe cabine. De studiefase van dit project wordt verlengd.

6.36 Versterking van de voeding van Eizeringen

In het kader van de stijging van het elektriciteitsverbruik in de omgeving van Eizeringen was een versterking van de transformatiecapaciteit in deze regio aangewezen.

Gezien de ouderdom van het 36 kV net in dit onderstation en de aanwezigheid van een 150 kV net werd er gekozen om een tweede 150/11 kV transformator 50 MVA te installeren op de site van Eizeringen in aftakking op de luchtlijn Bruegel – Ninove.

Dit zorgt voor een versterking van de transformatiecapaciteit en maakt het mogelijk om dit gedeelte van het 36 kV net rond Brussel te verlaten. Deze werken kaderen dan ook in de lange termijn studie van Brussel West.

De netversterking te Eizeringen werd ondertussen uitgevoerd.

Een bijkomende stap in de evolutie van het 36 kV net ten westen van Brussel is het verlaten van de 150/36 kV injectie te Dilbeek. Dit zal pas mogelijk zijn na een uitbreiding van het 150 kV net in de omgeving en het versterken van het 36 kV net naar het centrum toe.

6.37 Versterking en herstructurering van de voeding van de regio Leuven

De groeiende vraag naar elektriciteit in de omgeving van Leuven vereist een versterking van de voeding van deze regio. In Gasthuisberg werd een nieuwe 150/10 kV-transformator van 40 MVA bijgeplaatst als versterking van de transformatie naar middenspanning en overdracht van belasting van 70 kV naar 150 kV. Deze overdracht naar 150 kV van de voeding van de middenspanning volstond echter niet. Vandaar dat ook een bijkomende transformator 150/70 kV werd geïnstalleerd om de voeding van het 70 kV net in de regio Leuven te versterken. De bijkomende transformatoren in Gasthuisberg werden aangesloten op een nieuwe kabel 150 kV vanuit Wijgmaal.

In combinatie met de versterkingswerken in Gasthuisberg werden de middenspanningscabine en het 70 kV onderstation ook vervangen.

Tot slot werd er een oplossing gezocht voor een verouderde 70 kV lijn tussen Tienen en Heverlee. Om redenen van ouderdom zou deze volledig moeten herbouwd worden. Na de installatie van een bijkomende transformator 150/70 kV in Gasthuisberg had deze lijn (die vandaag maar een beperkte ondersteuning biedt voor het Leuvense) nog slechts een ondersteunende functie voor Heverlee. Het verlaten van deze lijn was echter een veel kostenefficiëntere oplossing daar dit kon opgevangen worden door een bijkomende kabelverbinding vanuit Wilsedele via Kessel-Lo tot Pellenberg waar deze kon aangekoppeld worden op de lijn 70 kV naar Heverlee. Het verlaten van deze lijn werd voor de regio Tienen opgevangen door de installatie van een transformator 150/70 kV in onderstation Tienen. Alle werkzaamheden gekoppeld aan de afbraak van de 70 kV lijn werden ondertussen uitgevoerd.

Tenslotte ontstaat een vervangingsnood op de kabel tussen onderstation Gasthuisberg en Wilsele, dewelke beschadigd werd tijdens een incident in 2024. Initieel was een vervangingsproject van deze kabel voorzien, maar een analyse heeft uitgewezen dat deze kabel niet strikt noodzakelijk is rekening houdend met de bevestigde en verwachte noden in de regio. Daarom werd het herstel van de kabel na incident niet uitgevoerd en werd het vervangingsproject vervangen door een buitendienstname project van deze kabel.

6.38 Tweede 150 kV-injectie naar de middenspanning in Kobbegem

De 36 kV-uitrustingen te Kobbegem en Relegem bereiken hun eindelevensduur. De 36/15 kV-transformator in Kobbegem zal vervangen worden door een tweede 150/15 kV-transformator. Hiervoor moet een tweede draadstel op de 150 kV-lijnaftakking geïnstalleerd worden. Dankzij deze werken en herstructureringen van het 36 kV-net in Brussel kan het onderstation Relegem verlaten worden.

6.39 Vervanging van de 36 kV kabel tussen Huldenberg en Rosières

De kabel tussen Huldenberg en Rosières bereikt zijn einde leven en wordt vervangen door een nieuwe kabel tussen dezelfde onderstations.

6.40 Installatie van een tweede transformator 150/36 kV in Sint-Genesius-Rode

Ten gevolge van de lange termijn studie "Brussel Oost" werd er besloten om een tweede transformator 150/36 kV te plaatsen in Sint-Genesius-Rode. In de toekomst zullen de twee transformatoren van Sint-Genesius-Rode enkel de belasting van het onderstation Middenhut (Espinette) voeden. Deze netevolutie maakt het mogelijk om enkele lange 36 kV verbindingen tussen Elsene en Sint-Genesius-Rode te verlaten. Hierdoor kan ook het onderstation 36 kV van Sint-Genesius-Rode verlaten worden. In synergie met de werken in het onderstation wordt een 36 kV-kabel tussen Sint-Genesius-Rode en Middenhut, die zijn eindelevensduur bereikt, vervangen.

Naar aanleiding van de doorlooptijden voor de vergunningsaanvraag werd de planning van dit project herzien.

6.41 Oprichting van een nieuw koppelpunt naar middenspanning in Machelen en verlaten van Vilvoorde park

Het onderstation Vilvoorde park nadert het einde van zijn levensduur. Daarnaast waren er ook vervangingsnoden in Machelen. Om het 36 kV net te ontlasten en om te voldoen aan de toekomstig groeiende vraag werden twee nieuwe 150/11 kV transformatoren geïnstalleerd in het onderstation Machelen. Dit zorgt voor een overdracht van belasting van 36 kV naar 150 kV. De belasting van het onderstation Vilvoorde Park is nu volledig overgezet op Machelen. De transformatoren 36/11 kV in Vilvoorde Park zijn buiten dienst genomen.

De volledig afbraak van het onderstation 36 kV zal samen met het buitendienstname van de transformator 150/36 kV in Verbrande Brug plaatsvinden.

De lichte vertraging in uitvoering is het resultaat van de afhankelijkheden met het project te Schaarbeek.

6.42 Plaatsing 36 kV-aansluitingsvelden voor 36 kV-distributienet Fluvius te Slijkens

Fluvius ontving aansluitingsaanvragen in de haven van Oostende die het efficiëntst onthaald kunnen worden via een 36 kV-distributienet. Hiertoe voorziet Elia in het 36 kV-onderstation Slijkens twee 36 kV-aansluitingsvelden van waaruit dit Fluvius-net gevoed kan worden.

6.43 Afbraak van het onderstation Mol

In het 70 kV onderstation van Mol worden talrijke vervangingsnoden geïdentificeerd. Echter is de afbraak van de verbindingen naar onderstations Tessenderlo Industriepark (TIP) en Geel-Oevel / Herentals voorzien. Enkel de 70 kV verbinding naar Turnhout blijft behouden. Een vereenvoudiging van de 70 kV structuur kan toegepast worden. Hiertoe zal het 70 kV onderstation afgebroken worden en de luchtlijn richting Turnhout rechtstreeks aangesloten worden op een 150/70 kV transformator.

6.44 Verlaten 70 kV onderstations te Beveren en Pittem

De onderstations Beveren en Pittem zijn verbonden met een lijn die uitgerust is met zowel een draadstel 70 kV als een draadstel 150 kV. Wegens de einde levensduur van het merendeel van de 70 kV installaties in zowel Beveren als Pittem, is het noodzakelijk om een grondige vervanging uit te voeren. In Beveren wordt het 70 kV onderstation verlaten en worden de functies overgenomen door een 150 kV onderstation en de transformator 70/15 kV vervangen wordt door een transformator 150/15 kV. In Pittem zal eveneens de voeding volledig hernomen worden door het aanwezige 150 kV net waarbij de transformator 70/10 kV vervangen wordt door een nieuwe transformator 150/10 kV. Door het verlaten van de 70 kV installaties in Beveren en Pittem heeft de 70 kV verbinding tussen beide onderstations geen functie meer. In het kader van het Ventilusproject wordt het 150 kV-net in de regio daarenboven geherstructureerd en wordt de bovengrondse luchtlijn (70 en 150 kV) tussen Beveren en Pittem verlaten en afgebroken. Het is echter belangrijk te noteren dat de vooropgestelde vervangingen in de onderstations van Beveren en Pittem onafhankelijk zijn van het Ventilus-project.

In Pittem bereikt middenspanningscabine 1 zijn einde leven en wordt deze vervangen door een nieuwe 10 kV-cabine. De lokale afname vertoont enkele aparte kenmerken. Ongeveer de helft van de belasting vertoont een zomerpiek, de andere helft een winterpiek. Bij een ongeschikte verdeling over de twee cabines leidt dit tot een ogenschijnlijk capaciteitstekort, terwijl voor het geheel van de belasting de capaciteit toereikend is, omdat piek en dal van beide profielen elkaar compenseren. Om een voorbarige versterking te vermijden wordt met de distributienetbeheerder gestreefd naar een verbeterde spreiding over de beide huidige cabines.

In Beveren bereikt middenspanningscabine 2 zijn einde leven en wordt deze vervangen door een nieuwe 15 kV-cabine.

6.45 Oprichting van een onderstation in de achterhaven van Zeebrugge

De oprichting van een Elia-site ter hoogte van het Zuidelijk Insteekdok, ZUDOK genoemd hierna, laat toe op efficiënte en toekomstgerichte wijze te beantwoorden aan diverse noden. Allereerst kan een nieuwe 36 kV-onderstation te ZUDOK dienen als aansluitingspunt voor diverse netgebruikers die in dit gebied een aanvraag indienden zowel bij Elia als Fluvius voor de aansluiting van zowel afname, opslag als hernieuwbare productie (voornamelijk windproductie). Vervolgens kan een 36 kV-onderstation in de toekomst ook dienen voor het aansluiten van bestaande netgebruikers die momenteel gevoed worden vanuit het 36 kV-onderstation Peak Shaving. Dit laatste station, evenals de voedende 36 kV-kabels van dit onderstation, bereiken immers hun einde levensduur op middellange termijn. Eveneens laat een site in de achterhaven van Zeebrugge toe een ondersteuning te voorzien voor het middenspanningsnet gelet de nood aan bijkomende capaciteit voor het onthalen van kleinere verbruikers zoals walstroom, laadinfrastructuur elektrische voertuigen, enz.

De werken ter oprichting van het 36 kV-onderstation ZUDOK zijn momenteel lopende. De voeding zal voorzien worden door gebruik te maken een bestaande netkabel 36 kV komende vanuit het onderstation Zeebrugge Blondeellaan te verlengen tot het nieuwe onderstation. Een tweede voeding was initieel voorzien via een nieuw te plaatsen 36 kV-kabel richting het onderstation Duinbergen. Gezien de toename van de noden, vooral voor wat betreft afname, bestaat de visie er in een 150 kV-ontwikkeling richting ZUDOK op termijn mogelijk te maken. Om die reden zullen er een of twee 150 kV-kabels geplaatst worden richting ZUDOK die tijdelijk op 36 kV uitgebaat worden. De kabels zullen geplaatst worden vanuit het nieuwe onderstation Zeebrugge Zeesluis. De oprichting van de middenspanningsinjectie is momenteel op middellange termijn voorzien.

6.46 Nieuwe middenspanningscabine in Brugge Waggelwater en verlaten site Brugge Noord

Het huidige middenspanningsgebouw te Brugge Waggelwater biedt geen ruimte voor de plaatsing van bijkomende distributiecellen. Deze nood stelt zich op korte termijn gezien in overleg met de distributienetbeheerder besloten werd de middenspanningsinjectie te Brugge Noord te ontmantelen, waarbij de voeding van de middenspanningsnet overgeheveld werd naar Brugge Waggelwater. Samen met de distributienetbeheerder werd besloten een nieuwe middenspanningscabine op te richten te Brugge Waggelwater die gevoed wordt via de recentste transformator 36/11 kV die momenteel opgesteld staat te Brugge Noord. De reservevoeding zal voorzien worden via een bestaande transformator 36/11 kV die reeds aanwezig is op de site Brugge Waggelwater. Een verdere versterking van de voeding van het 11 kV-net zal gebeuren door de plaatsing van bijkomende transformatoren 150/11 kV hetgeen op langere termijn voorzien wordt.

6.47 Nieuwe kabel 70 kV tussen Aalst en Zottegem

De 70 kV-lijn tussen de transitiepost Hoezekouter en Zottegem betreft een koperlijn gebouwd in 1926 met een lengte van 15,8km en omvat 95 masten. Tijdens een inspectie in 2020 bleek dat de lijn vele schadegevallen kent, en de lijn zich in zeer slechte staat bevindt.

De vervanging van het 70 kV-lijngedeelte tussen Aalst en Zottegem maakte deel uit van de lange termijnvisie van de regio. De visie bestaat er in de lijn te vervangen door een nieuwe kabel met een lengte van ongeveer 21km teneinde het 70 kV-onderstation Zottegem te kunnen blijven voorzien van een tweede voeding. De andere voeding blijft voorzien vanuit Ninove via een 70 kV-kabel die geplaatst werd in 2005. De evolutie van het 70 kV-deelnet Aalst – Ninove – Zottegem naar 150 kV is slechts voorzien op lange termijn (2060 en verder) op basis van de resterende levensduur van de diverse 70 kV-netelementen (zowel onderstations als verbindingen). Echter wordt er voorgesteld te kiezen voor een gabarit 150 kV voor de nieuwe kabel.

De nieuwe 150 kV-kabel tussen Zottegem en Hoezekouter dient eerst geplaatst te zijn, alvorens de 70 kV-lijn ontmanteld mag worden. Deze verbinding vormt immers een van de twee voedingen van het 70 kV-onderstation van Zottegem, waarbij de belasting van Zottegem niet overgenomen kan worden door een naburig onderstation.

6.48 Versterking van het 36 kV deelnet Zedelgem en de oprichting van een middenspanningsinjectie te Ichtegem

De transformatiecapaciteit 150/36 kV te Zedelgem die instaat voor de voeding van het deelnet Zedelgem wordt zwaar gesolliciteerd door het bestaande verbruik en zal eveneens overschreden worden door de toename van het verbruik ten gevolge van de elektrificatie. Dit betreft momenteel een congestiegebied voor wat betreft bijkomend verbruik dat aangesloten wordt op het middenspanningsnet in dit gebied evenals het 36 kV-net. Een oplossing in de vorm van het versterken of creëren van bijkomende 36 kV-ondersteuning van nabijgelegen deelnetten kan technisch-economisch niet verantwoord worden. Om die reden bestaat de huidige referentieoplossing er in een bijkomende transformator 150/36 kV te plaatsen te Zedelgem. Dit is voorzien op middellange termijn. Daarnaast verwacht de distributienetbeheerder een grote toename van het verbruik op het 11 kV-net te Zedelgem dat de opgestelde transformatiecapaciteit 36/11 kV overschrijdt. Hiertoe kan een versterking voorzien worden in de vorm van transformatoren 150/11 kV. Dit laatste leidt ook tot een ontlasting van de transformatie 150/36 kV, maar onvoldoende om de bijkomende transformator 150/36 kV uit te stellen.

De uitbouw van een plaatselijk vervoernet 36 kV vanuit Zedelgem richting Ichtegem, Koekelare en Gistel werd in het verleden bestudeerd teneinde de saturatie van het gedeelte Torhout-Koekelare-Gistel op te heffen evenals een versterking van de ondersteuning van het distributienet in Ichtegem en Koekelare mogelijk te maken. De concrete werken zouden de oprichting van een onderstation 36 kV te Ichtegem en de plaatsing van bijkomende 36 kV kabels vanuit Ichtegem richting Koekelare en Gistel inhouden. Te Ichtegem zou een transformatie naar het distributienet voorzien worden, te Koekelare zou de transformatie naar middenspanning versterkt worden. Voorgaande werken zijn momenteel niet op korte of

middellange termijn gepland, en vormen eerder pistes op lange termijn. De versterking van de voeding van Gistel en Koekelare wordt momenteel uitgewerkt door de capaciteit van de bestaande 36 kV-verbindingen vanuit Slijkens en Torhout maximaal te benutten. Op basis van overleg met de distributienetbeheerder wordt de nood aan verdere netversterkingen opgevolgd.

6.49 Lange termijn evolutie Lendeledede west

Met de zone Lendeledede West wordt het gebied Koksijde – Izegem - Moeskroen bedoeld. In dit gebied zijn verschillende noden die een globale oplossing vereisen:

- De meerderheid van de 70 kV installaties en verbindingen is aan vervanging toe.
- Verschillende onderstations zijn verzadigd voor de voeding van bijkomende belasting.
- Het waarborgen van de spanningskwaliteit is op termijn met de huidige netinfrastructuur en de voorziene belastingstijging niet meer mogelijk.

Verschillende mogelijke oplossingen zijn onderzocht in een lange termijn studie. Deze heeft aangetoond dat de beste manier om aan deze noden te voldoen, bestaat uit het gedeeltelijk overbrengen van het gebied Ieper- Bas-Warneton – Moeskroen naar een 150 kV net en het onderstation te Noordschote te voeden via een gereduceerd 70 kV net.

6.49.1 Opwaardering van regio Ieper - Bas-Warneton – Moeskroen naar een 150 kV-net

De 70 kV-infrastructuur in het gebied Ieper – Bas-Warneton – Moeskroen zal volledig worden ontmanteld ten voordele van een nieuwe 150 kV infrastructuur, inclusief een nieuwe 150 kV kabelverbinding tussen Bas-Warneton en Wevelgem. Deze kabel werd ondertussen in dienst gesteld.

In het kader van de volledige evolutie naar 150 kV, werden de twee bestaande transformatoren 70/15 kV 20 MVA te Ieper vervangen door een nieuwe transformator 150 kV/15 kV. De bestaande transformator 150/15 kV 40 MVA werd eveneens vervangen door een nieuwe transformator 150/15 kV 50 MVA in functie van de noodzaak/het bereiken van zijn einde levensduur. Deze transformatoren zullen ook als reserve dienen voor de middenspanning van het onderstation in Poperinge Sappenleen.

Er was onvoldoende transformatiecapaciteit in Bas-Warneton om aan de behoefte van de distributienetgebruikers te kunnen voldoen. Daarnaast kon met het huidige net de spanningskwaliteit op termijn ook niet gegarandeerd worden. In het kader van de evolutie naar 150 kV, werd het bestaande 70 kV onderstation volledig afgebroken en vervangen door een 150 kV onderstation. Deze werken omvatten het plaatsen van twee nieuwe transformatoren 150/15 kV 50 MVA voor een verhoogde voeding richting de distributiecabines. De nieuwe 150 kV kabelverbinding richting Wevelgem werd aangesloten op het nieuwe 150 kV onderstation.

6.49.2 Voeding van Noordschote en Koksijde

Het 70 kV onderstation in Noordschote werd, wegens ouderdom, volledig afgebroken en heropgebouwd in een gereduceerde 70 kV variant. Het onderstation wordt in de nieuwe structuur gevoed via twee bestaande 70 kV lijnverbindingen, meer bepaald een lijnverbinding

vanuit Koksijde en een lijnverbinding komende uit de omgeving van Izegem. De andere twee lijnverbindingen richting Koksijde en Ieper worden verlaten.

Omwille van het bereiken van de einde levensduur van de 70 kV installatie in Koksijde is een vervangingsproject lopende. Door de afbouw van het 70 kV net in de omgeving, kan het 70 kV onderstation in Koksijde gereduceerd worden. De vervanging van de huidige transformator 70/11 kV door een transformator 150/11 kV in Koksijde wordt voorzien om op die manier het 70 kV net te ontlasten en de verdere belastinggroei te kunnen opvangen. Deze vervanging zal gecombineerd worden met het project van de verdere uitbouw van het onderstation 150 kV in Koksijde.

Verdere analyse, samen met de distributienetbeheerder, zal de optimale oplossing uitwijzen voor de versterking van de sites Koksijde, Lombardsijde en Middelkerke.

6.50 Verlaten van de 70 kV in Izegem

In Izegem zijn er verschillende toestellen aanwezig waarvoor een vervanging in de komende jaren voorzien dient te worden om de betrouwbaarheid van het net te handhaven. Met het oog op maximale efficiëntie zijn de mogelijkheden onderzocht om het 70 kV net in deze regio te rationaliseren. Als conclusie daarvan werd beslist om het 70 kV onderstation van Izegem te verlaten. De 70 kV luchtlijnen worden rechtstreeks met elkaar doorverbonden. De bestaande 150/70/10 kV transformator, die de geluidsnormen overschrijdt, wordt vervangen door een nieuwe 150/10 kV transformator.

6.51 Vervanging van de 36 kV-cabine van Lichtervelde

Het 36 kV onderstation van Lichtervelde bereikt zijn einde levensduur in de komende jaren. Gezien de lange termijnvisie erin bestaat dit 36 kV-net intact te houden, wordt de vervanging van het 36 kV-onderstation voorzien. Om de einde levensduur van een van de voedende 36 kV kabels vanuit Torhout te anticiperen, worden recentere kabels vanuit Tornhout en Zedelgem geïntegreerd in het nieuwe onderstation evenals een transformator 36/12 kV die gevoed wordt door deze kabels.

6.52 Evolutie naar een onderstation 150 kV te Oostrozebeke

De 70 kV installaties bereiken hun einde levensduur. Om de betrouwbaarheid van de voeding te blijven handhaven is het nodig om deze installaties te vervangen. Met het oog op maximale efficiëntie zijn de mogelijkheden onderzocht om het 70 kV net in deze regio te rationaliseren. Als conclusie daarvan werd beslist om het 70 kV onderstation te verlaten. De 70 kV luchtlijnen worden rechtstreeks met elkaar doorverbonden. Het is hierbij voorzien om een 150 kV onderstation uit te bouwen met twee bijkomende transformatoren 150/10 kV om de functie van de bestaande transformatoren 70/10 kV over te nemen. Verder voorziet dit project ook de volledige vervanging van de laagspanningsapparatuur.

6.53 Oprichting van een 36 kV-onderstation in de Pathoekeweg

Het 36 kV-net dat de zones Brugge en Zeebrugge verbindt, bereikt zijn einde levensduur. In het verleden werden met de distributienetbeheerder reeds optimalisatiestudies uitgevoerd. De weerhouden oplossing bestaat er in het Plaatselijk Vervoernet 36 kV te behouden in de Pathoekeweg in de vorm van een 36 kV onderstation dat gevoed zal worden vanuit het 36 kV-onderstation Brugge Waggelwater. Enkele jaren geleden plaatste de distributienetbeheerder een 36 kV-kabel in deze zone voor de aansluiting van windparken in de Pathoekeweg. Om te vermijden dat er een parallel distributienet en transportnet 36 kV uitgebouwd zouden worden, zijn de netbeheerders overeengekomen dat Elia een deel van de distributiekabel over zal nemen voor de voeding van het nieuwe 36 kV-onderstation in de Pathoekeweg. De bestaande netgebruikers van het Plaatselijk Vervoernet in de Pathoekeweg zullen aangesloten worden op dit nieuwe onderstation. Het verdwijnen van de 36 kV-verbindingen tussen de 36 kV-zone Brugge en Zeebrugge werd reeds in het verleden geanticipeerd door het bijplaatsen van transformatoren 150/36 kV in iedere zone.

6.54 Verlaten van het 70 kV onderstation en vervanging van de middenspanningscabine te Sint-Baafs-Vijve

Het 70 kV onderstation in Sint-Baafs-Vijve bereikt zijn einde leven. In lijn met de lange termijnvisie van de regio wordt het 70 kV onderstation volledig verlaten. Het aanwezige 150 kV onderstation zal de volledige belasting in Sint-Baafs-Vijve overnemen door de plaatsing van een bijkomende transformator 150/10 kV die samen met twee bestaande transformatoren 150/10 kV twee middenspanningscabines zullen voeden. Twee van de drie aanwezige middenspanningscabines zijn aan vervanging toe. Dankzij overhevelingen van belasting naar Schoondale volstaat het te investering in één nieuwe 10 kV cabine om aan de verwachte behoeften te voldoen. Dit laat eveneens toe slechts te investeren in één nieuwe transformator 150/10 kV waarbij zowel de voedende transformatoren 150/70/10 kV en de transformator 70/10 kV buiten dienst gesteld worden.

6.55 Vervanging van de laagspanning en van een 150/36 kV-transformator te Drogenbos

De laagspanningsuitrustingen van het 36 kV-onderstation Drogenbos en een 150/36 kV-transformator bereiken hun eindelevensduur. Deze zullen vervangen worden.

6.56 Vervangingen en versterkingen in het net van Fluvius Limburg en Fluvius West

Met betrekking tot het net van Fluvius Limburg en Fluvius West waarvan Elia plaatselijk vervoernetbeheerder is, worden een aantal vervangingen voorzien om de betrouwbaarheid van het net te handhaven. Daarnaast vinden er in een aantal onderstations ook een versterking van de transformatie naar middenspanning plaats.

Het betreft de vervanging van de beveiligingen in Maaseik, Bilzen en Paalsteenstraat en de vervanging van de volledige 70 kV infrastructuur in Sint-Huibrechts-Lille. Te Paalsteenstraat

wordt ook voorzien een aanwezige derde transformator 70/10 kV opnieuw in dienst te stellen die momenteel in reserve staat, gekoppeld aan een lokale congestieproblematiek.

De vervanging van de lijnmasten op de 70 kV verbinding Godsheide - Stalen werd geannuleerd omwille van recente ontwikkelingen waarbij dit niet als meest technisch-economische oplossing naar voor kwam. Een toekomstige studie zal bepalen wat er met de lijn zal gebeuren. Alken zal volledig naar 150 kV worden overgeheveld, waarbij het 70 kV-onderstation verlaten wordt. De overige projecten liggen verder in de toekomst en worden momenteel nog onderzocht.

In Harelbeke is de vervanging van het 36 kV-onderstation gepland op middellange termijn. Verder zal de belasting van Wijtschate overgenomen worden op het onderstation van Bas-Warneton.

De belasting van Lendeledede, waarvoor de infrastructuur zijn einde leven bereikt, zal gevoed worden vanuit Izegem zodat het transformatiestation 36/10 kV van Lendeledede kan verlaten worden. De belasting van Stasegem zal gevoed worden vanuit het onderstation Kortrijk Oost. Gullegem Heulestraat, Gullegem Nijverheidslaan, Marke en Rollegem zullen gevoed worden vanuit een nieuw op te richten 150 kV-onderstation 'Kortrijk West' ten westen van Kortrijk. In afwachting van deze evolutie wordt de belasting van Rollegem reeds overgenomen door Gullegem teneinde een lokale congestie te vermijden. Het onderstation Marke wordt al dan niet vernieuwd in functie van de locatie van het nieuwe koppelpunt Kortrijk West, en bijgevolg de mogelijkheid tot overname van de voeding.

Te Gistel wordt het 36 kV-onderstation vervangen voor wat betreft de hoog- en de laagspanning. Daarnaast wordt ook een derde transformator 36/10 kV geïnstalleerd gelet de nakende congestieproblematiek op de huidige transformatoren 36/10 kV. Op basis van de prognoses zijn er eveneens congesties te verwachten op de 11 kV-trunkverbinding tussen Gistel en Koekelare. Mogelijke korte termijnoplossingen worden bestudeerd door Fluvius in de vorm van een versterking van de trunkverbinding richting Gistel of de plaatsing van een tweede transformator 36/10 kV te Koekelare zelf. Een structurelere oplossing op middellange termijn kan gevormd worden door de oprichting van de site Ichtegem zoals besproken in paragraaf 6.48.

6.57 Projecten voor efficiëntere benutting of beheer van het net

6.57.1 Security: beveiliging van de onderstations en sites

Het project betreft de investeringen voor de horizon 2025-2035 in Securitymaatregelen teneinde het beveiligingsniveau van specifieke (kritieke) infrastructuren alsook IT-netwerk van Elia te optimaliseren. Dit, onder andere, in het kader van de opvolging van de EPCIP directie [EUC-3] die op 1 juli 2011 vertaald werd in "de Wet op de Kritieke Infrastructuren". Teneinde te kunnen overgaan tot het nemen van uniforme Securitymaatregelen werd een beveiligingspolitiek uitgewerkt die voorziet in een onderverdeling - per categorie - van de diverse Elia infrastructuren. Hierbij geniet elk type categorie een aangepast beveiligingsniveau, afhankelijk van hun belang voor het Belgische hoogspanningsnet. Bijkomend werd voorzien in een screeningsproces voor personen die bepaalde kritieke zones

dienen te betreden. Deze investeringen willen Elia de kans te geven om een antwoord te bieden op de (nieuwe) potentiële dreigingen die zich naar aanleiding van de gewijzigde geopolitieke en maatschappelijke context kunnen voordoen. Dit zowel preventief - hetzij de beperking dat incidenten zich voordoen, als reactief – de beperking van schade naar aanleiding van een incident tot het absolute minimum.

6.57.2 Black-out mitigation

Dit project stond reeds in vorig goedgekeurd investeringsplan en is ter informatie opgenomen om een duidelijk beeld te geven van de ontwikkelingsstatus van het transmissienetwerk.

Op basis van de Europese verordening betreffende de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet heeft Elia het project Black-out Mitigation (BoM) opgestart^{39 40}. Het project Black-out Mitigation betreft het versterken van de hulpdiensten in bepaalde hoogspanningsposten middels de upgrade van bestaande batterijen alsook het uitrusten van meer dan 400 als prioritair geïdentificeerde hoogspanningsposten met enerzijds dieselgeneratoren en anderzijds batterijen met een autonomie van meer dan 24 uur. De uitrol van de dieselgeneratoren is voorzien in de periode 2018 - 2028. De doelstellingen omvatten het verzekeren van de continuïteit van het Datacom-netwerk gedurende meer dan 24 uur. Opgemerkt zij dat op nationaal niveau de plannen worden goedgekeurd door de federale Minister van Energie.

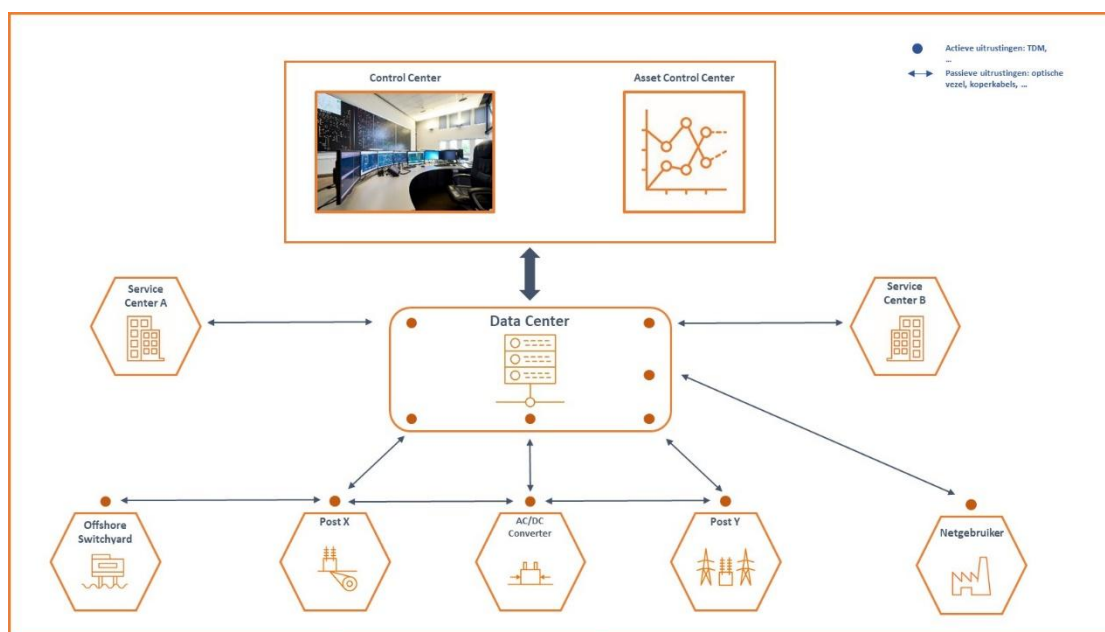
6.57.3 De ontwikkelingsbehoeften voor het Datacom-netwerk

Datacommunicatie speelt een steeds belangrijker wordende rol in de goede werking van ondernemingen. Informatie- en communicatietechnologieën worden op alle niveaus gebruikt - zowel voor administratieve als voor commerciële en specifieke behoeften in verband met de kernactiviteiten. Om aan deze specifieke behoeften te voldoen, moet Elia, als beheerder van het transmissienet voor elektriciteit in België, een communicatiesysteem exploiteren dat onfeilbaar is.

Datacommunicatie is een essentieel concept bij de totstandbrenging van informatienetwerken. Vroeger moesten gegevens fysiek van het ene toestel naar het andere worden overgebracht. Dankzij digitale netwerken is deze taak niet alleen gemakkelijker, maar ook veel sneller. Met de vele technologische innovaties op dit gebied kunnen mensen virtueel en in real-time over de hele wereld communiceren en informatie uitwisselen. Bovendien kunnen, zoals ten gevolge van de COVID-19-pandemie is gebleken, onderwijs en werkzaamheden vanop afstand worden uitgevoerd - ongeacht de locatie van personen.

⁴⁰ Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet

De cruciale noodzaak om een continue connectiviteit van het Datacom-net voor Elia te garanderen, moet niet meer aangetoond worden. De betrouwbaarheid en de prestaties ervan moeten aan zeer hoge eisen voldoen om elke onderbreking van eender welke verbinding te voorkomen. Het Datacom WAN - *Wide Area Network* - van Elia strekt zich uit over het hele Belgische grondgebied en verbindt hoogspanningsstations, administratieve sites, Control Centers en Data Centers met elkaar. Een Data Center is de plaats waar zich de basisapparatuur van een informatiesysteem bevindt, zoals servers en mainframes. Het Data Center fungeert ook als interface met het Control Center (of "Dispatching") van het elektriciteitsnet. Met behulp van bepaalde softwaretools, ook EMS (Energy Management System) genoemd, worden meetgegevens in het veld verzameld en ter beschikking van de gebruikers gesteld in grafische vorm of in de vorm van bewakingssignalen, in het Control Center, om een nauwgezet beheer van de energiestromen te garanderen. Omgekeerd kunnen bedieningssignalen van het EMS naar de apparatuur op het terrein worden gezonden.



Figuur 6.1: Het Wide Area Network (WAN) van Elia

Gezien zijn historische evolutie en ontwikkeling speelt het Datacom-netwerk van Elia een fundamentele rol in het huidige en toekomstige beheer van het net. Dit communicatienet neemt een centrale plaats in en is een belangrijke troef voor de goede werking van de kernactiviteiten van Elia. Wat diensten en toepassingen betreft, maakt het Datacom-netwerk momenteel het volgende mogelijk:

- **Het toezicht en beheer:** om het netwerk in real-time te controleren en te beheren
 - Spanning / stroom / signalering van de RTU - *Remote Terminal Unit* - van het onderstation naar de EMS-software

- Bediening van op afstand⁴¹ van toestellen in het onderstation met behulp van EMS-software
- Telefonische oproep vanuit het onderstation naar de dispatching
- **De bevoorradingszekerheid:** om het elektriciteitsnet te beveiligen
 - Het WAN wordt gebruikt om beveiligingsinformatie van en naar beveiligingsapparatuur tussen verschillende onderstations door te geven, zodat storingen op hoogspanningslijnen kunnen worden opgespoord en gelokaliseerd.
- **De facturering:** voor de opname van alle elektriciteitsmeters in het Elia-net
 - Opname van de meters in de onderstations via het Data Center
- **De veiligheid:** om de fysieke veiligheid te waarborgen
 - Camerabewaking in de onderstations
- **De efficiëntie:** om in de onderstations te kunnen werken zoals in elke andere administratieve site.
 - Intranet en internet
 - Onderhoud van de elektrische uitrustingen

Naarmate de technologie exponentieel evolueert, zal het Datacom-netwerk onvermijdelijk moeten evolueren en zich aanpassen om aan de hoogste eisen van deze nieuwe diensten en toepassingen te voldoen. Het wijdverbreide gebruik van videobewaking met zeer hoge definitiecamera's (ultra HD of 4K), de digitalisering van onderstations, de invoering van CCMD (Consumer Centric Market Design) en de evolutie van de transmissie- en elektriciteitsdistributienetten met behulp van *Smart Grid-technologieën* zijn hiervan sprekende voorbeelden.

Meer informatie over het Datacom-netwerk is terug te vinden in het Federale Ontwikkelingsplan 2024-2034 [ELI-6].

⁴¹ Hiermee kan namelijk apparatuur in onderstations vanop afstand worden bediend: het schakelen van vermogensschakelaars of scheiders, het veranderen van de taps van transformatoren, enzovoort.

7. Appendix

7.1 Appendix A: Duiding bij dynamisch beheer projectportefeuille

In deze appendix tracht Elia concrete voorbeelden en toelichting te geven bij de uitzonderingsgevallen genoemd in sectie 2.4.4 over het indicatief karakter van indienststellingsdata.

In het eerste deel worden concrete voorbeelden en uitleg opgesteld voor de investeringen met een indienststellingsdatum tussen 2025 en 2028. In het tweede deel worden concrete voorbeelden en uitleg opgesteld voor de investeringen met een indienststellingsdatum na 2028. Merk op dat deze bijlage geen exhaustieve lijst beschrijft maar concrete voorbeelden geeft om de tekst in het Vlaams Investeringsplan te verduidelijken

Projecten met weergegeven indienststellingsdatum tussen 2025 en 2028

In deze sectie voorziet Elia toelichting en voorbeelden bij de uitzonderingsgevallen voor investeringen met een geplande indienststellingsdatum tot en met 2028. Merk op dat het geen exhaustieve lijst betreft, maar concrete voorbeelden van de uitzonderingsgevallen ter verduidelijking. Deze informatie is illustratief en doet geen afbreuk aan de nood tot verantwoording in het volgende Investeringsplan indien er afgeweken wordt van de voorziene indienststellingsdatum.

1. “... het niet-tijdig verkrijgen van vergunningen ...”

- Onvoorzien grondwaterpeil waardoor een aanvullende bemalingsstudie verplicht wordt en deze voor vertragingen kan zorgen voor funderingswerken, etc.
- Vertragingen in goedkeuring van het signalisatieplan en bijbehorende signalisatievergunningen langs gewestwegen (bijvoorbeeld ten tijde van dossierpieken)
- Het niet verkrijgen van de nodige toelatingen voor inname openbaar domein in geval van kabelwerken en/of beperkingen van uitvoeringsperiode door externe autoriteiten (e.g., dal- en spitsuren, broedseizoen)
- Bijkomende mobiliteitsstudies of voorwaarden op vraag van het lokale bestuur voor de tijdelijke inname van openbaar domein (e.g., parkeerplaatsen, rijstroken) voor bijvoorbeeld leveringen, tijdelijke opstellingen van cabines, of kraanopstellingen

2. “... bezwaren of acties van derden tegen de uitvoering van investeringen ...”

- Militaire risico's die contractor activiteiten belemmeren, zoals drone- meldingen en/of dreigingen waardoor extra veiligheidsmaatregelen getroffen moeten worden
- Protesten en/of stakingen van werknemers bij leveranciers/(sub)contractoren, zoals stijgende energieprijzen of andere actuele thema's
- Protestacties of blokkades door omwonenden, actiegroepen of belangengroepen die de toegang het project belemmeren

3. “... beperkingen in de toeleveringsketen ...”

- Eenzijdig planningswijzigingen (e.g., wegens beperkte productie bij schade aan productielijn) aan leverancierszijde, of eenzijdige planningswijzigingen aan aannemerszijde (wegens uitlopen werf of urgente interventies bij andere klanten/werven)
 - Mogelijke verzadiging van de markt doordat grote spelers het merendeel/een significant deel van de beschikbare capaciteit opkopen (bv. Nederlandse bedrijven met raamcontracten voor grote volumes geleiders waardoor producenten niet tijdig aan alle vraag kunnen voldoen)
 - Vertragingen in de toeleveringsketen ten gevolge van geopolitieke omstandigheden (e.g., straat van Hormuz, oorlog in Oekraïne)
 - Geopolitieke spanningen kunnen structurele en, globale verstoringen veroorzaken in de toeleveringsketens door blokkeringen van kritieke havens, spoorwegen, vaarroutes, etc..
-
- “... **onvoorziene omstandigheden die de veilige en verantwoorde uitvoering van de werken kunnen verhinderen ...**”
 - Gebrek aan beschikbaarheid van DNB-aannemers wegens wijzigen in planning of prioriteiten waar Elia geen zicht op heeft
 - Onvoorzien aantreffen van bodemvervuiling, ondergrondse nutleidingen niet aanwezig op het KLIP-KLIM, ondergrondse constructies (bijv. bij werken op bestaande oude sites), asbest aangetroffen tijdens werkzaamheden die niet geïdentificeerd werd in de asbestinventaris op een projectlocatie. Dit heeft tot gevolg dat de werf tijdelijk moet worden stilgelegd, specifieke maatregelen moeten worden genomen door gespecialiseerde firma's
 - Onvoorziene buitendienststellingen van bestaande lijnen (e.g. ten gevolge van incidenten) of productie-eenheden (e.g., voor onderhoud, wijzigingen in productieplanning) waardoor de geplande werken en snijdingen niet uitgevoerd kunnen worden in het kader van net-stabiliteit en/of -capaciteit
 - Vertraging door noodzaak tot archeologie / bodemonderzoek na vaststelling van historische restanten in de bodem of omgeving van een investeringsproject
 - Veranderingen in regionale veiligheidskaders waarbij bepaalde stations extra veiligheidsstudies moeten doorlopen die de werken vertragen/verlaten ten opzichte van de voorziene planning
 - Onvoorziene kwaliteitsproblemen van aangeleverde materialen, zoals het falen van de 'Factory Acceptance Test' bij een leverancier, schade tijdens transport, vaststelling van gebreken bij levering, die tot vertragingen leidt door reparatie of vervanging van de component
 - Noodzakelijkheid tot instellen van een veiligheidsperimeter rond bepaalde toestellen wegens ontploffingsgevaar ten gevolge van een materiaalfout/fabricagefout bij bepaalde families bij toestellen (e.g., reeds opgetreden bij bepaalde families van stroomtransformatoren) in afwachting van vervanging, waardoor de volledige projectplanning herzien moet worden

- Onmogelijkheid om bepaalde netelementen buiten dienst te kunnen stellen, die nodig zijn om de projectwerkzaamheden in veiligheid te kunnen uitvoeren, omwille van een te groot risico voor netveiligheid (e.g. de belasting op sommige lijnen is zeer sterk afhankelijk van de weersomstandigheden en de windsnelheid)
- Onverwachte weersomstandigheden, zoals extreme regenval, wind of vorstperioden, waardoor werven tijdelijk niet toegankelijk zijn of werkzaamheden uitgesteld moeten worden
- Noodzaak om bepaalde middelen en materialen in te zetten voor het verzekeren van de bevoorradingszekerheid na het optreden van ernstige incidenten (e.g. omvallen van een aantal masten)

Projecten met weergegeven indienstellingsdatum na 2028

In deze sectie voorziet Elia toelichting en voorbeelden bij de uitzonderingsgevallen voor investeringen met een geplande indienstellingsdatum na 2028. Merk op dat het geen exhaustieve lijst betreft, maar concrete voorbeelden van de uitzonderingsgevallen ter verduidelijking.

1. **“... verdere concretisering in de maturiteit en scope van de betrokken projecten ...”**
 - Synchronisatie met regionale ontwikkelingsplannen voor de ontwikkeling van commerciële zones, etc., waardoor ondergrondse aanleg eerst moest worden afgestemd met andere partijen
 - Opnieuw opstarten van vergunningsprocedures door veranderingen in de scope van de werken/ het investeringsproject (e.g., bijkomende/geannuleerde klantenaanvragen die de scope vergroten/verkleinen)
2. **“... timing van het verkrijgen van noodzakelijke vergunningen ...”**
 - Onvoorziene ecologische impact, zoals de aanwezigheid van beschermde diersoorten of habitats, waardoor bijkomende impactstudies en compenserende maatregelen noodzakelijk worden
 - Onvoorziene beperkingen in toegang tot de projectlocatie door private percelen, infrastructuurwerken, noodzakelijk voor kritische studieactiviteiten
 - Onvoorziene vertragingen in het bekomen van de nodige akkoorden met betrokken autoriteiten met betrekking tot tracé, inplanting, etc. van nieuwe installaties
 - Onvoorziene vertragingen in het bekomen van de nodige akkoorden wat betreft aankoop gronden, concessies, etc. voor de ruimtelijke planning van het investeringsproject
 - Onvoorziene negatieve adviezen van adviesinstanties die eventueel bijkomende studies en ontwerpaanpassingen vereisen (e.g., onvoorziene mogelijke vervuilde bodem die leidt tot de vereiste van een bodemstudie)

- Bezwaarprocedures die eventueel voor juridische vertraging kan zorgen (e.g., Raad van State)
- Wijzigingen in de netcodes die extra eisen opleggen of procedures vereenvoudigen waardoor projecten vertraagd of versneld kunnen worden (e.g., nieuwe code of conduct om beter om te kunnen gaan met ongebruikte connectiecapaciteiten)

3. “... capaciteit van de toeleveringsketen ...”

- Oorlogen en internationale conflicten kunnen plotse onvoorziene prijsstijgingen (x2, x3) tot gevolg hebben voor brandstoffen en materialen (e.g., staal en koper) door beperkingen in toevoer en verlengde levertermijnen
- Eventuele beperkingen in de toeleveringscapaciteit van producenten van kritieke grondstoffen, materialen, en/of producten door de stijgende (internationale) vraag in het kader van de energietransitie en een beperkte capaciteit om productie op te schalen (e.g., transformatoren, chips voor laagspannings- en middenspanningsinfrastructuur)

• “... gewijzigde prioriteiten vanuit het distributienet ...”

- Verschuiving van prioriteiten door versnelling van elektrificatie op distributieniveau (e.g., hogere/lagere focus op laadinfrastructuur en/of warmtepompen in bepaalde regio's, waardoor eerder geplande versterkingen worden uitgesteld of herzien)
- Herprioritering van projecten na een update van de investeringsplannen voor het distributienet (e.g., gewijzigde timing of scope van geplande distributienet-uitbreidingen, met impact op de noodzaak en timing van transmissienet-versterkingen)
- Stijging of daling in de aansluitingsaanvragen op het distributienet waardoor de prioriteiten in het distributie- en/of hoogspanningsnet wijzigen
- (tijdelijke) Beperkingen in de uitvoeringscapaciteit van de distributienetbeheerder en/of toeleveranciers.

• “... nieuwe of geannuleerde klantenaanvragen ...”

- Annuleren of uitstellen van een windmolenpark waardoor het geplande aansluitingsproject wordt gepauzeerd of geannuleerd
- Implementatie van een capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) of CRM-veiling waardoor eventueel bijkomende investeringsnoden gecreëerd worden die de scope van bestaande projecten vergroot en/of andere projecten prioritair maakt
- Creatie of opheffing van de vrijstelling van bepaalde tarifaire voordelen voor batterij-opslagsystemen die tot een verandering in klantenaanvragen leidt, en bijgevolg een eventuele impact heeft op de investeringsnoden en/of hun prioriteit. In geval van toename zouden bestaande projecten vergroot kunnen worden of kunnen er bijkomende projecten gedefinieerd (en geprioriteerd) worden. In geval van een afname zouden bepaalde noden minder prioritair kunnen worden of zelfs verdwijnen

- Implementatie van maatregelen voor het verhogen van de wachtrij-hygiëne voor aanvragen tot aansluiting op het transmissienet.
- “ ... **snellere of tragere concretisering van onderliggende hypothesen en veranderende politieke ambities ...**”
- Beslissing omtrent verlenging (of uitfasering) van nucleaire eenheden kan plots genomen worden met een grote impact op de portefeuille (en dit is in het verleden ook al meermaals veranderd)
- Snellere of tragere uitrol van offshore wind dan voorzien, die eventueel extra transportcapaciteit en netversterking vereist
- Snellere of tragere (lokale) toename van residentiële PV-installaties dan voorzien, die eventueel netversterking vereist door een snellere of tragere uitrol van de digitale meters die mogelijk een lager rendement opleveren voor residentiële gebruikers
- Snellere of tragere elektrificatie van industriële processen dan voorzien, die eventueel netversterking vereist, bijvoorbeeld door wijzigingen in koolstoftaks (e.g., CBAM)
- Herprioritering binnen het Europese energiebeleid, zoals het verlagen van de invoer van gas (uit Rusland, etc.), die een effect heeft op de projectvolgordes en dimensioneringen
- Veranderingen in importtarieven (e.g. CBAM) kunnen leiden tot een daling of stijging van de materiaalkosten voor projecten met een internationale toeleveringsketen en kunnen zo bestaande projecten onder druk zetten (e.g. door leveranciers die de bijkomende taksen/heffingen niet wensen te betalen) of de kosten-baten analyse van toekomstige projecten beïnvloeden.

7.2 Appendix B: Analyse mogelijke versnelling van projecten

In de beslissing **BESL-2026-28** zoals gepubliceerd op 29 januari 2026 formuleerde de VNR de vraag om te onderzoeken in welke mate er een verdere versnelling van versterking van koppelpunten mogelijk is.

Op korte termijn 2026-2028 is slechts een (te) beperkt aantal versterkingen van koppelpunten voorzien in Vlaanderen, zeker indien men rekening houdt met de noden voor het versterken van de transformatiecapaciteit op deze koppelpunten, hetgeen al sinds het vorige investeringsplan 2023-2032 nadrukkelijk op de radar staat. De komende jaren zien we (te) beperkte actie en nog geen versnelling, ondanks de urgentere noden die ook worden geduid in het investeringsplan. De Vlaamse Nutsregulator vraagt daarom aan Elia om, in overleg met Fluvius, te analyseren of er op korte termijn 2026-2028 bijkomende knelpunten op de koppelpunten verholpen kunnen worden en het resultaat van deze analyse op te nemen in de aangepaste versie van het investeringsplan.

In de Beslissing **BESL-2023-31** zoals gepubliceerd op 31 maart 2023, m.b.t. de goedkeuring van het Investeringsplan van het Vlaams gewest 2023-2032 verzocht de VREG in dit kader het volgende:

Artikel 2. De beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit Elia Transmission Belgium nv te bevelen om bij het opstellen van het eerstvolgende investeringsplan dat hij moet indienen, de volgende aanpassing door te voeren: het investeringsplan dient te steunen op assumpties waarover werd afgestemd met de elektriciteitsdistributienetbeheerders, zodat deze assumpties coherent zijn met deze waarop de investeringsplannen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders steunen.

In navolging van deze oproep tot een nauwere afstemming met de distributienetbeheerders werd het samenwerkingstraject met de distributienetbeheerders, dat reeds was opgestart in 2022 met als doel het bekomen van een alineëring over lange-termijn scenario's en onderliggende hypothesen, verder geïntensifieerd.

Samenwerkingstraject en alineëring van hypothesen

In 2023 werd de werkgroep "**Energy Scenario's**" opgestart onder de vleugel van Synergrid, met deelname van alle Belgische distributienetbeheerders. Het doel van deze werkgroep is om afstemming te realiseren tussen de transmissie- en distributienetbeheerders over de macro-hypothesen die gebruikt worden in de scenario's op federaal en regionaal niveau.

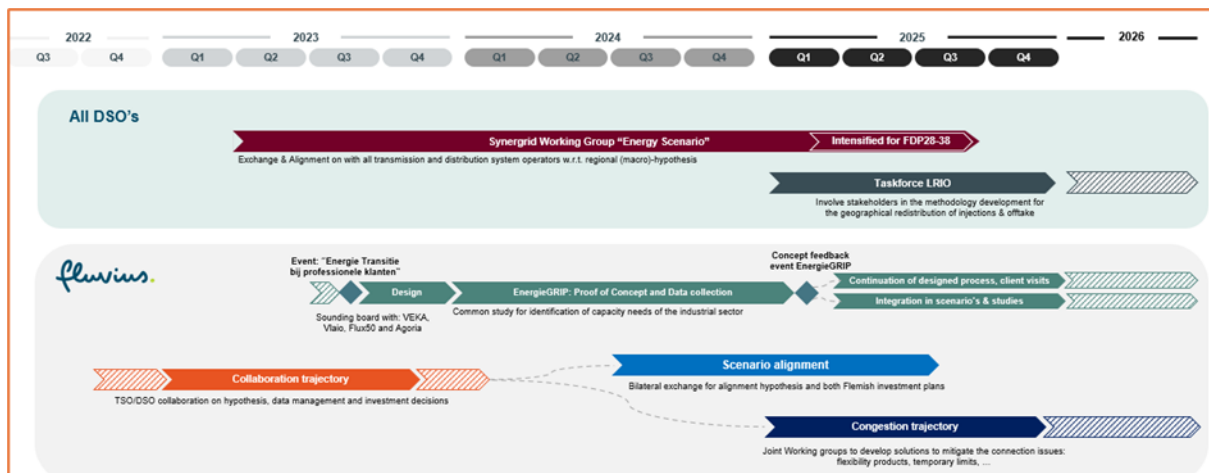
Tegelijkertijd groeide bij alle netbeheerders het besef dat er onvoldoende informatie beschikbaar was over de verwachte groei van het elektriciteitsverbruik bij bedrijven die op de distributienetten zijn (of zullen worden) aangesloten, en in het bijzonder over de lokale verdeling hiervan. Juist voor het versterken van de regionale netten en de koppelpunten met het distributienet is deze lokale spreiding (of strooing) van cruciaal belang. Deze vaststelling werd door Elia ook aangehaald in het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034.

Om beter inzicht te verkrijgen in deze ontwikkelingen, is het project "**EnergieGRIP**" opgestart in samenwerking tussen Fluvius, Fluxys en Elia. De eerste bruikbare resultaten van dit

initiatief, die ondersteuning bieden bij het opstellen van lange-termijn ontwikkelingsplannen, kwamen eind 2024 beschikbaar, met verdere concretisering in de loop van 2025.

In 2024 werd tevens een specifieke “**Scenario Alignment**” track opgestart tussen Elia en Fluvius, ter voorbereiding van beide investeringsplannen (zie ook 3.2.3)

Vervolgens is Elia in 2025 ook gestart met de Taskforce Local Redistribution of Injections & Offtakes, om in samenspraak met stakeholders en distributienetbeheerders de methodes om de scenario’s op macro-niveau te “strooien” over de verschillende knooppunten (inclusief koppelpunten) van het net. Dit initiatief loopt verder in 2026 onder de vorm van een gezamenlijk (met de distributienetbeheerders) vervolgtraject.



Figuur 7.1: Tijdlijn samenwerking met de DSO's

Identificatie van nieuwe systeemnoden en bepalen van de juiste oplossing

Gezien de nodige tijd voor het uitvoeren van een dergelijke afstemming heeft Elia reeds in 2024 besloten om in parallel met deze oefening, zoals ook beschreven in de gereviseerde versie van het investeringsplan voor het Vlaams Gewest in hoofdstuk 3, een nieuwe studie ter identificatie van de systeemnoden (IOSN) uit te voeren, om zo al te kunnen anticiperen op de bijkomende versterkingsnoden en tijdig klaar te zijn voor het volgende Investeringsplan.

Hiertoe worden de versterkingsnoden, die het resultaat zijn van de bovenvermelde IOSN, door middel van lange-termijn netontwikkelingsstudies over een grotere elektrische zone⁴², vertaald in een storyline voor de betreffende zone. Een dergelijke storyline⁴³ beschrijft de noodzakelijke lange-termijn evolutie van de zone op een horizon van 20-30 jaar en bestaat uit een collectie en/of opeenvolging van “**investeringskandidaten**” (e.g. als we op de horizon van 2050 in een bepaalde zone over moeten gaan naar hoger een spanningsniveau kan dit niet in één project). De storyline bevat een visie op de uiteindelijke situatie en de verschillende stappen

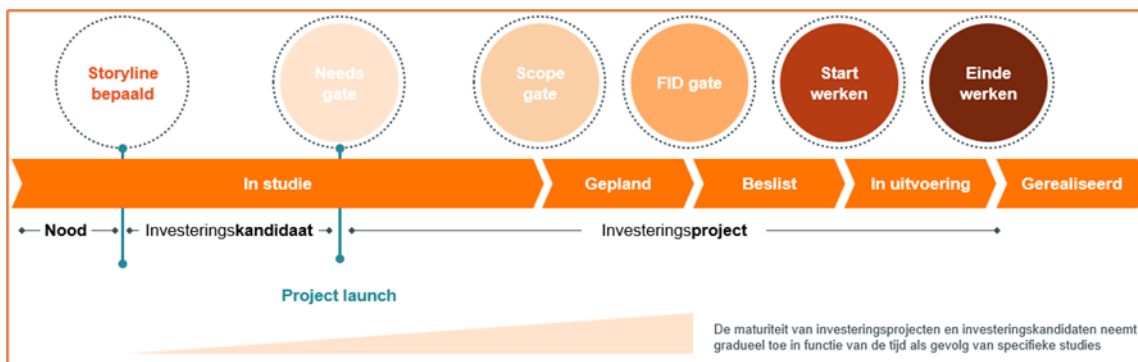
⁴² Elektrische zones zijn kleinere delen van het net 30-150 kV die afzonderlijk bestudeerd kunnen worden omwille van technische en historische redenen. Er zijn actueel ~10 verschillende zones voor heel België, alhoewel dit kan variëren in de toekomst met de evolutie van het elektriciteitsnet.

⁴³ Voor elke zone bestaan er reeds storylines op lange termijn, echter met nieuwe hypothesen kan blijken dat deze storyline moet geüpdatet worden ten gevolge van de evolutie van de hypothesen.

hoe we van de huidige naar de toekomstige situatie overgaan onder de vorm van investeringskandidaten voor elke stap.

Voor deze investeringskandidaten wordt er in deze studies een **high-level netscope** bepaald (vb. toevoegen van 2 transformatoren 150/15 kV van 50 MVA in onderstation X). De high-level netscope wordt vervolgens door verdere studies bevestigd en vervolledigd teneinde de overgang te kunnen maken naar een investeringsproject: e.g. technische haalbaarheidsstudies, nodige vergunningstrajecten, verfijning van planning en budgetten, groepering met andere noden (zoals vervangingsnoden). Eens de high-level netscope volledig is, kan deze “investeringskandidaat” overgaan in een concreet “investeringsproject”, door het nemen van de zogenoemde interne mijlpaal de “**Needs gate**”. Deze Needs gate is geen nieuw concept, maar wordt in investeringsplannen niet expliciet hernomen omwille van de algemene begrijpbaarheid en leesbaarheid (in principe gaat het immers nog steeds over voorbereidende studies). In een volgende stap wordt de **detailscope** verder uitgewerkt in voorbereid. Eens de detailscope (vb. bijkomende aanpassingen in de aansluitvelden moeten gebeuren, bepaalde bijkomende kabels in de post tussen transfo’s en velden, aanpassingen voor intrinsieke veiligheid, specifieke aanpassing van beveiligingen, ...) wordt de Scope gate genomen.

In de huidige context, waarin de identificatie van systeemnoden leidt tot een groot aantal nieuwe versterkingsnoden en vervolgens investeringskandidaten, achten wij echter het noodzakelijk om dit concept verder toe te lichten. Dit draagt bij aan een beter begrip van het onderscheid tussen “nood”, “investeringskandidaat” en “investeringsproject.” De onderstaande figuur⁴⁴ toont de verschillende fasen zoals opgenomen in het ontwikkelingsplan, aangevuld met deze concepten.



Figuur 7.2: Overzicht van de stappen voor een investeringsproject

⁴⁴ De figuur toont een lineair proces, in realiteit bestaat er voor elke zone al een storyline die recurrent wordt geüpdatet. Voor de eenvoud wordt dit cyclisch element niet weergegeven in de figuur.

Naar aanleiding van de hierboven vermelde identificatie van systeemnoden zijn in 2025 **meer dan 200 nieuwe versterkingsnoden en investeringskandidaten⁴⁵ toegevoegd aan de portfolio op de horizon van 10 jaar** voor het volledige Belgische verticale systeem. Tegelijkertijd zijn proactief de nodige acties ondernomen om de capaciteit m.b.t. levering en installatie van middenspanningstransformatoren (ter versterking van de koppelpunten met de distributienetten) te verhogen van 12 naar 45 per jaar, nog vóórdat er in de ontwikkelings- en investeringsplannen formele goedkeuring was verkregen voor het realiseren van deze grote hoeveelheid aan nieuwe versterkingsprojecten. Voor de bepaling van de prioriteiten werd bovendien intensief samengewerkt met de distributienetbeheerders, zodat de meest urgente noden als eerste konden worden aangepakt. Meer concreet bevat de huidige portfolio aldus (rekening houdend met zowel de investeringskandidaten op het federaal transmissienet als het plaatselijk vervoersnet) reeds lokale versterkingen **voor 89 koppelpunten in de komende 10 jaar**.

Ter Informatie: Link met het referentienet

Hoewel de methodologie voor de beoordeling van klantaanvragen tot netaansluiting geen deel uitmaakt van het Investeringsplan Vlaams Gewest, is er wel een duidelijke link tussen de investeringskandidaten en -projecten opgenomen in het ontwikkelingsplan en het referentienet dat gehanteerd wordt bij deze beoordelingen. Om transparantie te waarborgen, wordt in deze paragraaf toegelicht hoe deze interactie verloopt.

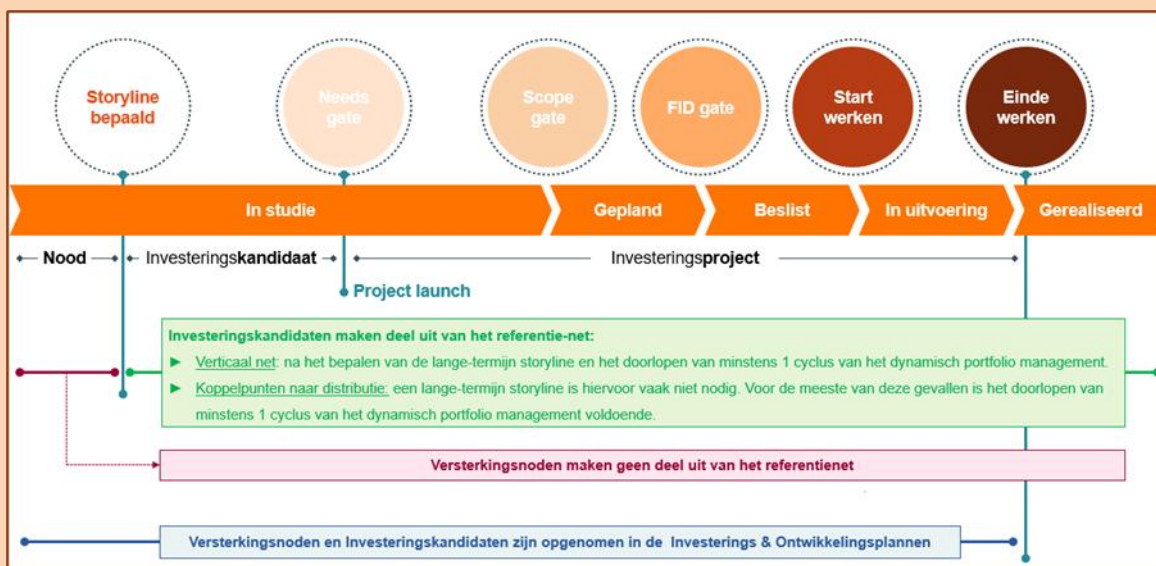
Het referentienet is een toekomstgerichte, best mogelijke inschatting van de configuratie van het transmissiesysteem op een bepaald moment in de toekomst. Het omvat alle voldoende mature en geplande uitbreidingen en wijzigingen die op dat moment naar verwachting voltooid zullen zijn.

Deze configuratie omvat netversterkingen en capaciteitsuitbreidingen—zoals nieuwe verbindingen, onderstations en het verhogen van de capaciteit van bestaande verbindingen—maar ook specifieke langdurige buitendienststellingen, bijvoorbeeld die nodig zijn voor HTLS-upgrades (High-Temperature Low-Sag), gezien de significante impact op de capaciteit.

Als uitgangspunt geldt dat elke **investeringskandidaat of -project in het verticaal systeem, dus na het bepalen van de storyline, die op zijn minst 1 cyclus van het dynamisch portfolio management** doorlopen heeft, toegevoegd wordt aan het referentienet. Deze benadering maakt het mogelijk om een realistische streefplanning voor het betrokken project te kunnen bepalen.

⁴⁵ Deze oefening werd uitgevoerd op basis van de bestaande storylines: e.g. vaak betreft het hier het vervroegen van een investeringskandidaat die eerder op een latere horizon voorzien was, of het toevoegen van transformatiecapaciteit in een post die volgens de bestaande storyline in de toekomst behouden wordt. Indien de storyline moet hernieuwd worden, werd er door middel van een expert inschatting reeds een versterkingsnood toegevoegd als placeholder en werd een nieuwe lange-termijn studie ingepland.

Hiernaast werden ook de in dit plan geïdentificeerde versterkingsnoden op de koppelpunten naar middenspanning, reeds omgevormd naar investeringskandidaten en toegevoegd aan het referentienet, na het uitvoeren de dynamische portfolio managementcyclus van 2025. Voor dergelijke gevallen bestaat er immers minder onzekerheid over de high-level netscope (waardoor het bepalen van de storyline niet altijd nodig is) en bovendien werden de oplossingen per koppelpunt uitvoerig bestudeerd samen met de distributienetbeheerder



Figuur 7.3: Link met het referentienet

We merken nog op dat het referentienet het volledige Elia-net (federaal transmissienet + gewestelijke transmissienetten) omvat, gezien het Belgische Elia-net als één elektrisch geheel beschouwd moet worden.

Voorbeelden

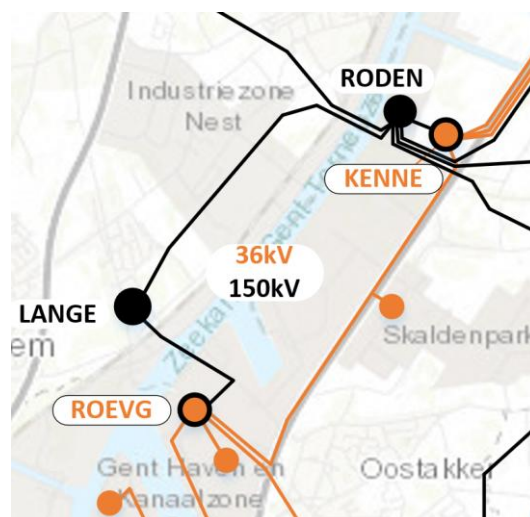
Impact voorbereiding Needs Gate op high-level scope vervangingsproject Kennedylaan: versterking voeding 36 kV-net rechteroever Gentse haven in kader van gevalideerde storyline

De gevalideerde storyline ter versterking van de voeding van het 36 kV-net op de rechteroever van de Gentse haven voorzag als finale stap in de vervanging van het 36 kV-onderstation te Kennedylaan. Enerzijds bereikte dit onderstation zijn einde levensduur, maar anderzijds verhoogde hiermee ook de kortsluitvastheid van deze 36 kV-installatie en bijgevolg ook het toegelaten kortsluitniveau in het volledige 36 kV-net op de rechteroever. Dit laatste was op zijn beurt nodig om de transformator 150/36 kV in Rechteroever permanent in dienst te kunnen plaatsen, en de 36 kV-zone bijgevolg met drie transformatoren 150/36 kV te kunnen voeden. Hierdoor verhoogt de onthaalcapaciteit

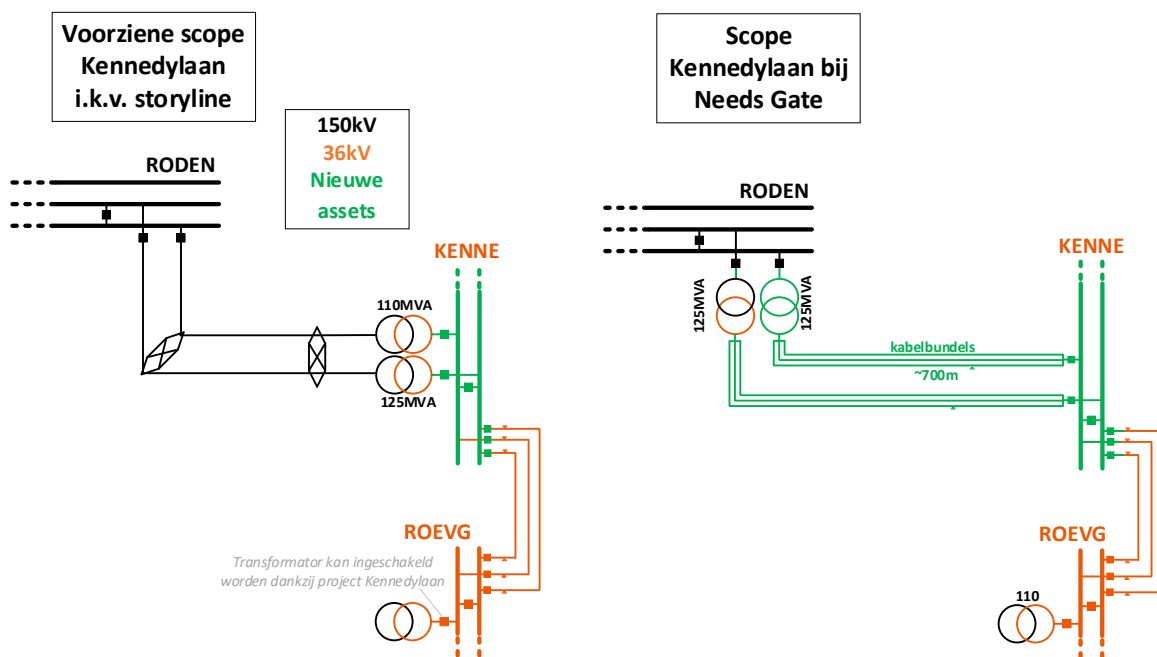
aanzienlijk, wat onder andere vereist was in het kader van diverse grotere aansluitingsaanvragen.

De vervanging van het 36 kV-onderstation Kennedylaan werd in het kader van de storyline vertaald naar een investeringskandidaat waarbij het nieuwe 36 kV-onderstation geplaatst werd op het bestaande terrein, zonder verdere grote werkzaamheden. Bij de voorbereiding van de Needs Gate voor de overgang naar een investeringsproject, werd echter vastgesteld op basis van een haalbaarheidsstudie dat de werkzaamheden niet realiseerbaar waren op het bestaande terrein gezien de beschikbare ruimte niet afdoende was voor de plaatsing van een nieuw gebouw. Dit laatste was onder andere ook gekoppeld aan de werkzaamheden die voorzien waren voor de omvorming van de R4 tot primaire weg, hetgeen ruimte-inname op de site van Elia vereiste.

Diverse oplossingen werden bestudeerd zoals de uitbreiding van het terrein van de site – hetgeen niet mogelijk bleek te zijn-, het verhuizen van de volledige site, etc... Finaal werd geopteerd om ruimte te creëren op de bestaande site Kennedylaan voor de plaatsing van het nieuwe 36 kV-onderstation door de twee aanwezige transformatoren 150/36 kV op de site Kennedylaan te verhuizen naar het nabijgelegen 150 kV-onderstation Rodenhuize. Een nieuw gebouw kon zodoende op de locatie van de huidige twee transformatoren 150/36 kV geplaatst worden. Voor de aansluiting van de transformatoren 150/36 kV op het 36 kV-onderstation Kennedylaan dienden 36 kV-kabelbundels geplaatst te worden tussen de sites Kennedylaan en Rodenhuize via het publieke domein. Bij de verplaatsing van de transformatoren 150/36 kV werd degene met het kleinste vermogen, 110 MVA, vervangen door een transformator van 125 MVA. Deze toename in vermogen creëert enerzijds extra onthaalcapaciteit voor de 36 kV-zone en verminderde de projectrisico's gekoppeld aan het verhuizen de transformatoren.



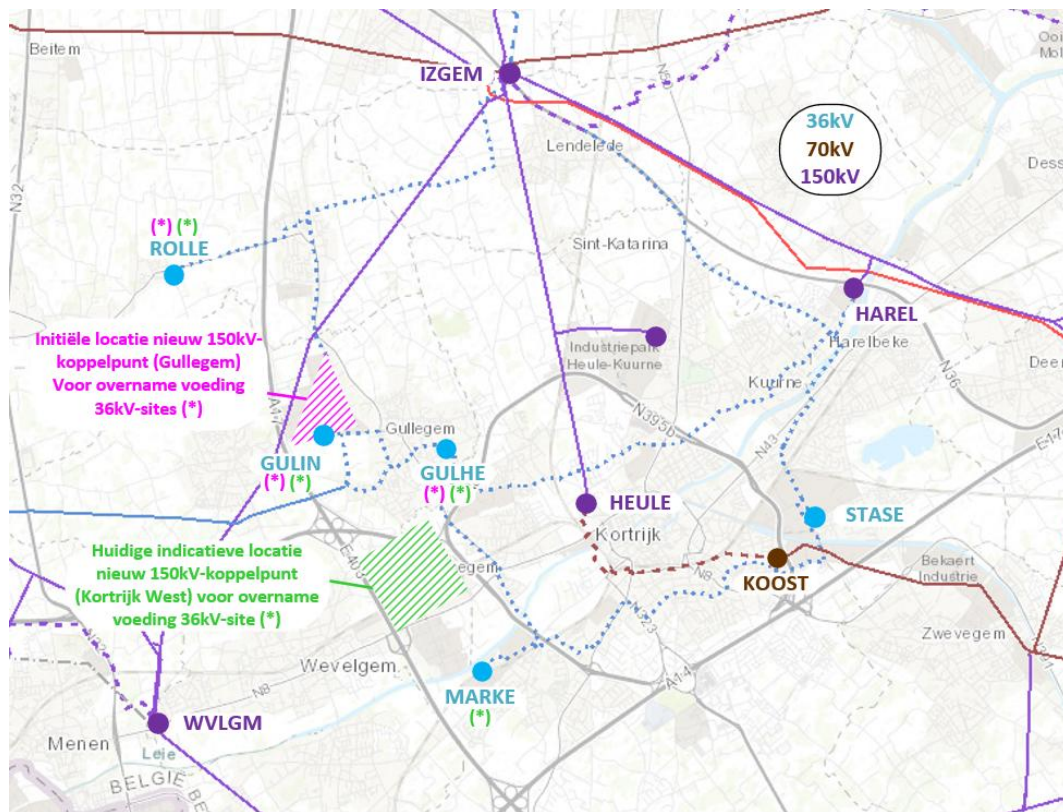
Figuur 7.4: Locatie van het vervangingsproject Kennedylaan



Figuur 7.5: Netschema voor het vervangingsproject Kennedylaan

Voorbeeld impact uitwerking storyline op high-level scope voor vervangingsnoden 36 kV-net Harelbeke (overgang investeringsnoden naar investeringskandidaten)

Het 36 kV-net van Harelbeke staat in voor de voeding van een aantal koppelpunten met het distributienet ten oosten en westen van Kortrijk. Op basis van de vervangingsnoden in dit 36 kV-net en ten gevolge van de aanwezigheid van nabijgelegen 70 kV- en 150 kV-netten werd ingeschat dat dit 36 kV-net gedeeltelijk verlaten zou kunnen worden. Hiertoe zou een nieuw koppelpunt opgericht worden in de industriezone van Gullegem met een 150 kV-voeding via de 150 kV-lijn tussen Izegem en Wevelgem. Dit zou toelaten de voeding van Gullegem Nijverheidslaan, Heulestraat en Rollegem over te nemen. Via het bestaande koppelpunt Kortrijk Oost zou de voeding van Stasegem hernomen worden. Het 36 kV-net zou behouden blijven voor de verdere voeding van Harelbeke en Marke. In het kader van diepgaandere analyses in 2023 ter uitwerking van de storyline voor dit gedeelte van het net werd deze visie en bijgevolg high-level scope bijgestuurd. Zo werd samen met Fluvius een nieuwe visie uitgewerkt waarbij een nieuw sterk koppelpunt 'Kortrijk West' voorzien zou worden ten zuidoosten van Gullegem teneinde de voeding van alle bestaande koppelpunten ten westen van Kortrijk over te kunnen nemen, inclusief Marke. Deze visie vermijdt maximaal verdere investeringen in het 36 kV-net rond Kortrijk en laat toe dit net volledig te verlaten richting 2060. De 150 kV-voeding van de nieuwe site Kortrijk West wordt in eerste fase voorzien via de bestaande 150 kV-luchtlijn Izegem – Heule en een nieuwe 150 kV-kabelverbinding richting Wevelgem. Deze nieuwe 150 kV-as Izegem – Wevelgem laat ook toe de bestaande 150 kV-luchtlijn Izegem – Wevelgem te ontlasten, en laat toe een verzwaring van deze lijn met hoge permanentiegeleiders uit te stellen.



Figuur 7.6: Locatie van vervangingsnoden 36 kV net Harelbeke

Concrete Investeringsprojecten en doorlooptijden

Na de definitie van het concrete investeringsproject dient men verder rekening te houden met de **doorlooptijd voor de realisatie van infrastructuurprojecten** op het transmissienet, die kan variëren van 3 tot 10 jaar na de projectlancering.

Vooraleer in te gaan op de specifieke analyse met betrekking tot een mogelijke versnelling, is het belangrijk eerst inzicht te geven in deze algemene doorlooptijd van projecten op het transmissienet. De doorlooptijd, zoals hier beschreven, omvat uitsluitend de periode die nodig is voor de realisatie van een concreet infrastructuurproject, dus vanaf het nemen van de “Needs gate”. De tijd die benodigd is voor de hierboven vermeldde stappen: aligering van de hypothesen, opstellen en kwantificeren van scenario’s, vertalen van macro-scenario’s naar een netmodel, het identificeren van systeemnoden, het uitvoeren van langetermijnstudies, bepalen van de storylines en de high-level netscope (zoals het al dan niet bouwen van een nieuw onderstation met een bepaald spanningsniveau, of het aanleggen van een nieuwe verbinding tussen post A en post B) op basis van langetermijnstudies en goedkeuring in ontwikkelingsplannen, is hierbij niet inbegrepen.

Onderstaande tabel geeft een zich op de gemiddelde doorlooptijd van projecten in functie van het projecttype en de complexiteit van de werken.

Project type	Normaal	Complex
Onderstation	3 tot 6 jaar	7 tot 9 jaar
Ondergrondse kabel	3 tot 5 jaar	6 tot 7 jaar
Bovengrondse lijn	4 tot 5 jaar	5 tot 10 jaar

Een project wordt als complex beschouwd wanneer het bijzondere technische, milieugerelateerde of organisatorische beperkingen kent die waarschijnlijk de uitvoeringstermijn aanzienlijk verlengen. Elementen die de complexiteit kunnen verhogen zijn onder andere specifieke technische vereisten, spanningsniveau, integratiebeperkingen in een gevoelige stedelijke, natuurlijke of industriële omgeving, de noodzaak van strikte operationele fasering (e.g. om de continuïteit van de elektriciteitsvoorziening niet in het gedrang te brengen), alsook de aanwezigheid van meerdere belanghebbenden of strengere milieuvoorwaarden.

Hierbij merken we op dat dit richtlijnen betreft en deze timings overschreden kunnen worden. De nieuwe 380 kV verbindingen zoals Ventilus en Boucle Du Hainaut, zullen waarschijnlijk een langere totale doorlooptijd kennen (~15 jaar), maar deze projecten zijn op zich niet representatief voor het Investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet in het Vlaams Gewest.

Een volledige toelichting omtrent de doorlooptijd zou ons veel te ver leiden in deze context. Echter ter illustratie wensen we wel een voorbeeld te geven voor een **uitbreiding van een onderstation**, of een **“Postproject”**.

De gemiddelde bouwtijd van een onderstation is sterk gecorreleerd aan de omvang van het project, de technische complexiteit, de noodzaak om een bouwvergunning of andere relevante vergunningen te verkrijgen, en de behoefte aan nieuw of aanvullend terrein.

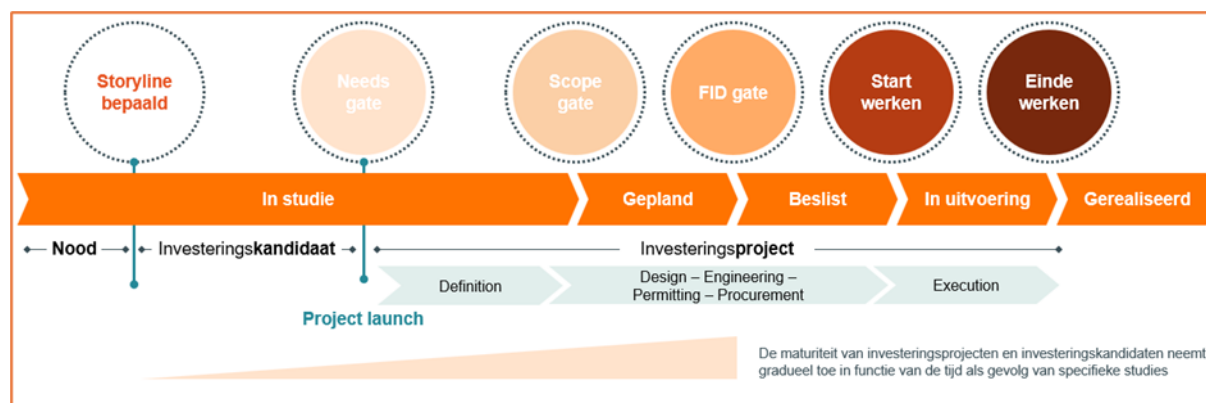
Een project voor een onderstation met beperkte complexiteit dat geen bouwvergunning vereist, kan binnen **drie tot vijf jaar** worden afgerond. Wanneer de uitvoering meer beperkingen kent—technisch, stedenbouwkundig of milieutechnisch—of een vergunning nodig is, loopt de doorlooptijd op naar **vijf tot zes jaar**. Als er intensievere procedures nodig zijn, zoals een wijziging van het Ruimtelijk Uitvoeringsplan of een milieueffectenrapportage, kan de realisatietermijn zelfs oplopen tot **zeven à negen jaar**.

Onderstaande tabel bevat een voorbeeld voor een Postproject volgens de gedetailleerde interne projectactiviteiten.

Definition 3-6 maanden	<i>Bepaling en vastlegging van de exacte technische oplossing (e.g. GIS versus AIS, ...), scope, gedetailleerde lay-out van het onderstation, ...</i>
Design 6-9 maanden	<i>Topografie, uitvoeren van bodemtesten, tekenen van plannen voor de vergunningsprocedures, ...</i>
Permitting 6-9 maanden	<i>Wettelijke procedures met vastgelegde termijnen.</i>
Engineering 12-24 maanden	<i>Gedetailleerde berekeningen (e.g. stabiliteit), gedetailleerde uitvoeringsplannen, documenten voor de aankoopprocedures, opmaak van de beveiligingsschema's voor de elektrische installaties, ... Deze fase kan in parallel starten met de vorige fase.</i>
Execution 12-36 maanden	<i>Burgerlijke bouwwerken, installatie van toestellen, elektrische werken, on-site testen van de nieuwe toestellen, indienstname, ...</i>

In bovenstaande olijsting werd ervan uitgegaan dat de verschillende aankoopprocedures in parallel kunnen gebeuren en geen “beperkende” factor vormen in de uitvoering. Tijdige levering van materiaal kan echter een invloed hebben op de uitvoeringstermijn van de projecten. Zeker in de huidige context van een mondiale toeleveringsketen gecombineerd met verscheidene oorlogen in verschillende regio’s kan dit van belang zijn.

In onderstaande figuur worden bovenstaande gedetailleerde projectactiviteiten weergegeven in functie van de projectstatussen in het investeringsplan. In de investeringsplannen is ervoor gekozen om te werken met een clustering op hoger niveau i.f.v. de mijlpalen teneinde de algemene leesbaarheid te verhogen, zeker aangezien verscheidene van deze activiteiten in parallel kunnen gebeuren.



Figuur 7.7: Evolutie van een investeringsproject

Dit voorbeeld illustreert dat zelfs wanneer er geen beperking is in beschikbare middelen en volledige prioriteit wordt gegeven aan bepaalde projecten, **er nog altijd grenzen zijn aan de**

snellheid waarmee een project kan worden gerealiseerd. De uitvoering van investeringsprojecten kent een zekere mate van incompressibiliteit die niet kan worden verminderd door het inzetten van extra middelen. Ter vergelijking: bij de bouw van een huis kunnen de ramen pas worden ingemeten en besteld (en vervolgens geplaatst) worden wanneer de muren en het dak voltooid zijn.

Rekening houdend met de nodige afstemmingen zoals hierboven geschetst en de inherente doorlooptijd van projecten, is het logisch dat de versnelling in concrete indienststelling van versterkingen pas zichtbaar is in 2029. Achter de “schermen” is het versnellingstraject echter al reeds enkele jaren geleden ingezet.

Versnelling van concrete projecten

Bovenstaande toelichting maakt duidelijk dat het versnellen van projecten tot binnen de periode 2025-2028 geen eenvoudige opgave is. In deze periode volstaat het immers niet om simpelweg te kiezen tussen project A en project B; het gaat vooral om het verkorten van de processen die inherent tijd vragen binnen de doorlooptijd van zulke projecten. Dit vereist een grondige analyse van de concrete projectplanning om vast te stellen in welke fasen eventueel nog tijdwinst te behalen valt.

Dergelijke tijdwinst is echter niet kosteloos. Voor de betrokken projecten betekent dit dat extra middelen zullen moeten worden ingezet, bijvoorbeeld voor intensiever risicobeheer, aanvullende controles en het toekennen van prioriteit bij mogelijke obstakels. Gezien de beperkte beschikbaarheid van middelen, kan dit een impact hebben op andere projecten.

Om deze analyse uit te voeren, is gestart met de geactualiseerde prioriteitenlijst voor de versterking van koppelpunten die Elia in februari 2026 van Fluvius heeft ontvangen, in het kader van de jaarlijkse Dynamische Portfolio Management-oefening. Deze lijst is vervolgens, in overleg met Fluvius, geëvalueerd t.o.v. de investeringskandidaten en -projecten voor koppelpunten uit het Investeringsplan met een geplande realisatie in 2029 en 2030. Deze projecten vormen immers de enige relevante kandidaten om eventueel te versnellen naar een realisatie binnen de periode 2026-2028. Indien de prioriteitenlijst van Fluvius een eerdere realisatiedatum aangaf dan het Investeringsplan, werd het betreffende investeringsproject of -kandidaat geselecteerd voor nader onderzoek.

De volgende 11 investeringsprojecten (of -kandidaten) werden weerhouden voor verder onderzoek

Onderstation	Beschrijving	Indienststellin gstatus IPVG 2025-2028	Indienststellin gsdatum
JABBEKE	Vervanging van de laagspanning en vervanging van een transformator 36/11 kV 12,5 MVA door een nieuwe van 25 MVA	In studie	2029
SINT-KRUIS-WINKEL	Plaatsing van een derde transformator 36/12 kV 25 MVA	In studie	2029
RUMBEKE	Vervanging van laag- en hoogspanningsinstallaties en verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie	2030
MUIZEN	Verhoging van de transformatiecapaciteit	In studie	2030
BORNEM	Versterking van de transformatiecapaciteit in het 70 kV onderstation en vervanging van de laagspanning	In studie	2030
HERDEREN	Oprichten transformatie 30 kV	In studie	2029
BLANKENBERGE	Oprichting van nieuwe site 150/11 kV	In studie	2030
BEVEREN-WAAS	Nieuw onderstation 150 kV en bijkomende transformator 150/15 kV	In studie	2029
ZAVENTEM RECYCLAGEPARK	Oprichting van een nieuw 150/36/11 kV-onderstation	Gepland	2030
KLUIZENDOK	Oprichting van een 36 kV-onderstation en middenspanningscabine met voeding via twee nieuwe transformatoren 150/36 kV 125 MVA en twee nieuwe transformatoren 150/12 kV 50 MVA	Beslist	2030
GENT RECHTEROEVER	Vervanging van de transformatoren 36/12 kV 18,75 MVA door transformatoren 36/12 kV 25 MVA	Gepland	2029

Voor deze lijst werd een concrete diepgaande analyse uitgevoerd van de actuele concrete planning, stand van zaken van vergunningsdossiers, levering van materiaal, de risico's verbonden aan de complexiteit van de projecten en potentiële maatregelen om deze projecten sneller te realiseren.

Uit deze analyse blijkt dat voor de investeringsprojecten ZAVENTEM RECYCLAGEPARK, KLUIZENDOK en GENT RECHTEROEVER een vroegere indienststellingsdatum haalbaar is, mits het prioritair inzetten van bepaalde resources, en kritische materialen en het optimaliseren van de planning der werken. Desondanks blijven er nog significante risico's verbonden aan de planning van deze projecten, zoals bijvoorbeeld het tijdig verkrijgen van de nodige vergunningen en de opeenvolging van benodigde snijdingen in deze project intensieve regio.

Voor de andere projecten is de maturiteit van de projectkandidaten onvoldoende gevorderd wat betreft scope en planning, waardoor er bijvoorbeeld nog onduidelijkheid bestaat over vergunningsprocedures of haalbaarheid van de planning bij aannemers.

Conclusie

Deze analyse laat ons toe om voor de investeringsprojecten ZAVENTEM RECYCLAGEPARK, KLUIZENDOK en GENT RECHTEROEVER een vroegere indienststellingsdatum op te nemen in het investeringsplan:

Onderstation	Oude timing	Nieuwe timing
ZAVENTEM RECYCLAGEPARK	2030	2029
KLUIZENDOK	2030	2029
GENT RECHTEROEVER	2029	2028

We geven hierbij wel aan dat alhoewel nog niet alle vergunningen verkregen werden voor deze projecten (zowel voor postwerken als voor de aanleg van de kabels), deze timing uitgaat van een vlotte vergunningsprocedure.

Deze nieuwe data werden ook op die manier opgenomen worden in de gereviseerde versie van het Investeringsplan.

8. Bronnen

Source	Reference ID	Link
BCG	[BCG-1]	https://web-assets.bcg.com/cd/a8/35d6e4c34b248300cd19f59df81f/delivering-the-energy-transition-will-come-down-to-the-wire.pdf
Climate Action Tracker	[CAT-1]	https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/
ELIA	[ELI-1]	https://www.elia.be/en/press/2025/06/20250627-key-priorities-from-belgium-adequacy-and-flexibility-study-2026-2036
ELIA	[ELI-2]	https://www.elia.be/en/customers/connection/grid-hosting-capacity
ELIA	[ELI-3]	https://www.elia.be/nl/duurzaamheid/participation-communautaire/compensation-measures
ELIA	[ELI-4]	https://www.elia.be/nl/publicaties/jaarverslagen
ELIA	[ELI-5]	https://www.eliagroup.eu/-/media/project/elia/shared/%20documents/elia-group/publications/studies-and-reports/20210618_ELIA_CCMD-white-paper_EN.pdf
ELIA	[ELI-6]	https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/investment-plans/federal-development-plan/2023/20230508_federaal_ontwikkelingsplan_van_het_transmissienet_2024-2034.pdf
ELIA	[ELI-7]	https://www.elia.be/nl/pers/2021/06/20210604-elia-group-presents-its-sustainability-action-plan-act-now
ELIA	[ELI-8]	https://www.elia.be/nl/pers/2025/03/20250327_congestion-management-for-businesses
European Commission	[EUC-1]	https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511
European Commission	[EUC-2]	https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_nl
European Commission	[EUC-3]	https://ec.europa.eu/home-affairs/pages/page/critical-infrastructure_en

Source	Reference ID	Link
IEA	[IEA-1]	https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf
IEA	[IEA-2]	https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/temperature-rise-in-2100-by-scenario
IEA	[IEA-3]	https://iea.blob.core.windows.net/assets/6fbf940a-d4e8-4156-b8e0-07c2f793c094/BuildingtheFutureTransmissionGrid.pdf
IPCC	[IPC-1]	https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/
Vlaamse Overheid	[VLA-1]	https://codex.vlaanderen.be/portals/codex/documenten/1018092.html#H1045621
Vlaamse Nutsregulator	[VNR-1]	https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/document/bijlage_1_-_trpv.pdf
Vlaamse Nutsregulator	[VNR-2]	https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/document/mede-2025-03_rapporteringsmodel_ip_pvn.pdf
Vlaamse Nutsregulator	[VNR-3]	https://www.vlaamsenutsregulator.be/nl/document/besl-2023-31