



Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt  
*Publiekrechtelijk vormgegeven extern verzelfstandigd agentschap*  
Graaf de Ferrarisgebouw | Koning Albert II-laan 20 bus 19 | B-1000 Brussel  
Gratis telefoon 1700 | Fax +32 2 553 13 50  
Email: [info@vreg.be](mailto:info@vreg.be)  
Web: [www.vreg.be](http://www.vreg.be)

## Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 16 november 2015

met betrekking tot de investeringsplannen 2016-2018 van de  
elektriciteitsnetbeheerders in het Vlaamse Gewest

1. SITUATIESCHETS -----	3
2. DE AANPAK -----	4
3. BELASTINGSVOORSPELLING VOOR DE VOLGENDE JAREN -----	6
3.1 De groeiprognoze .....	6
3.2 Analyse op hoogspanning.....	6
3.3 Geïndividualiseerde analyse op middenspanning .....	6
4. GEPLANDE EN UITGEVOERDE NETINVESTERINGEN -----	7
4.1 Situering .....	7
4.2 Overzicht MS- en LS-distributienetten .....	7
4.3 Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen .....	8
5. AANPAK VAN KNELPUNTEN VOOR DECENTRALE PRODUCTIE -----	10
5.1 Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie .....	10
5.1.1 Flexibele toegang .....	10
5.1.2 Midden- en hoogspanningsnetten.....	11
5.1.3 Laagspanningsnetten .....	12
5.2 Opmvolging aansluiting decentrale productie.....	13
5.3 Opmvolging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen ...	13
5.3.1 Regio Noorderkempen (Iveka) .....	13
5.3.2 Congestie in de kustregio (Imewo/Gaselwest/Infrac West) .....	14
5.3.3 Drongen /Nevele (Imewo) .....	14
5.3.4 Haven van Antwerpen- linker Scheldeoever Waaslandhaven (Intergem) .....	14
5.3.5 Temse (Intergem).....	14
5.3.6 Eeklo Noord (Imewo) .....	14
5.3.7 Haven van Gent: Linkeroever, rechteroever en Kluzendok (Imewo) .....	15
5.3.8 Pathoekeweg (Imewo) .....	16
5.3.9 Achterhaven Zeebrugge (Imewo).....	16
5.3.10 Kwatrecht (Imewo) .....	16
5.3.11 Gent "verkeerswisselaar voetbalstadion Gent "(Imewo) .....	16
5.3.12 Windmolencollier Aalst/Erpe-Mere (Intergem).....	17
5.3.13 TS Ravels (Iveka).....	17
5.3.14 TS Oevel (Iveka):.....	17
5.3.15 Genk Zuid (Inter-Energa) .....	17
5.3.16 Koekhoven (IVEG).....	17
5.3.17 Glabbeek centrum (PBE).....	18
5.3.18 Geetbets (PBE) .....	18
6. ENERGIE-EFFICIËNTIE -----	19
6.1 Wettelijke context.....	19
6.2 Energie-efficiëntie studie Eandis .....	19
6.3 Energie-efficiëntie studie Infrac .....	20
6.4 Energie-efficiëntie studie Elia.....	21
7. BEOORDELING -----	22

## 1. Situatieschets

Artikel 4.1.6 van het Energiedecreet legt de netbeheerders de taak op voldoende capaciteit aan te houden om de elektriciteitsbehoefte te dekken van de afnemers die aangesloten zijn op zijn net en het vervoer van elektriciteit naar distributienetten mogelijk te maken. Hier ziet de VREG op toe.

Artikel 4.1.19 van het Energiedecreet legt de netbeheerders op om jaarlijks een indicatief investeringsplan op te stellen voor het net dat hij beheert. Het investeringsplan bestrijkt een periode van drie jaren en bevat een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het net in kwestie met aanduiding van de onderliggende hypothesen, het investeringsprogramma inzake vernieuwing en uitbreiding van het net dat de netbeheerder zal uitvoeren om aan de behoeften te voldoen, een overzicht en toelichting over de in het afgelopen jaar uitgevoerde investeringen en de toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie.

De Technische Reglementen Distributie Elektriciteit en Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit bepalen in hoofdstuk II op welke wijze deze informatie ter beschikking wordt gesteld. Het investeringsplan wordt jaarlijks ter goedkeuring voorgelegd aan de VREG.

Door alle netbeheerders werd een investeringsplan ingediend aan de hand van een rapporteringsmodel dat in overleg met de VREG wordt vastgelegd. Het model voor de distributienetbeheerders wordt door de VREG opgesteld en gepubliceerd op zijn website [http://www.vreg.be/sites/default/files/mededelingen/mede\\_2014-2.pdf](http://www.vreg.be/sites/default/files/mededelingen/mede_2014-2.pdf).

Als de VREG, na overleg met de netbeheerder, vaststelt dat de investeringen voorzien in het investeringsplan de netbeheerder niet in de mogelijkheid stellen om op een adequate en doeltreffende manier aan de capaciteitsbehoeften te voldoen kan de VREG de netbeheerder verplichten om het plan binnen een redelijke termijn aan te passen.

Minstens eenmaal per jaar overleggen de netbeheerders onderling over de geplande investeringen in hun netten met inbegrip van de ontwikkelingen van decentrale productie en de daaruit voortvloeiende knelpunten.

Het budget voor de investeringen en de impact op de nettarieven maken geen deel uit van de rapportering.

Na de uitbreiding van erkenning voor de aanleg en het beheer van 36 kV netten (BESL-2013-10 <http://www.vreg.be/sites/default/files/besl-2013-10.pdf>) heeft Eandis in concentratiegebieden van lokale productie (typisch: windturbines of WKK's in de glastuinbouw) voor specifieke projecten aansluitingsmogelijkheden op hogere spanningen (30 kV of 36 kV) onderzocht om het totale potentieel toch aansluitbaar te maken.

De netbeheerders kunnen aansluitingen met een flexibele toegang aanbieden. Aanvullend kan overwogen worden om op te leggen dat alle productie vanaf een bepaald vermogen flexibiliteit moet kunnen aanbieden. Op vandaag moet de netbeheerder geen compensatie geven aan de toegangshouder voor deze flexibiliteit, maar dit zou volgens de VREG best wettelijk kunnen worden voorzien. De VREG is van mening dat er een evenwicht gevonden kan worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie. Dit laat toe om een macro-economisch optimaal investeringsniveau te bepalen. De VREG plant hierover dit jaar een advies over te maken aan de Vlaamse Regering.

## 2. De aanpak

Het investeringsplan wordt gerapporteerd volgens een rapporteringsmodel dat opgesteld wordt door de VREG in overleg met de netbeheerders en behandelt volgende punten:

- Belastingsvoorspelling voor de volgende drie jaar Y+1, Y+2 en Y+3
- De lopende projecten van 1MVA of groter (productie of afname)
- Verwezenlijkte ruggengraatinvesteringen in het afgelopen jaar (Y-1)
- Status van de ruggengraatinvesteringen in het huidige jaar (Y)
- Investeringsprogramma voor het komende jaar (Y+1)
- Indicatief investeringsprogramma voor de volgende jaren na volgend jaar (Y+2, Y+3)

De netbeheerders worden ook bevraagd over hun investeringsbeleid voor de integratie van decentrale productie, warmtepompen en elektrische voertuigen, meer bepaald:

- De toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie LS en MS, warmtepompen en elektrische voertuigen;
- Een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het distributienet, met aanduiding van de onderliggende hypothesen voor decentrale productie;
- Een masterplan voor de vijf volgende jaren om de nodige bijkomende aansluitingscapaciteit te voorzien zodat de Vlaamse doelstellingen voor hernieuwbare energieprojecten aangesloten kunnen worden.

Aan de hand van deze informatie en de antwoorden op de bijkomende vragen analyseert de VREG de investeringsplannen en beoordeelt of de netbeheerder het nodige doet om te voldoen aan de taak, opgenomen in artikel 4.1.6 van het Energiedecreet, namelijk het aanhouden van voldoende capaciteit in de zogenaamde 'ruggengraat'-installaties in relatie tot hun maximale belasting en de vooruitzichten van enerzijds de belastingsaangroei of –afname en anderzijds de aangroei van decentrale productie.

De VREG controleert of de gegevens tijdig en volledig worden gerapporteerd en nodigt de netbeheerders uit voor een presentatie van de investeringsplannen, de toekomstverwachtingen in verband met afnamegroei en decentrale productie (DP) en een bespreking van de geïdentificeerde knelpunten. Ook wordt, voor zover relevant voor de investeringen in de netten, de kwaliteit van de dienstverlening besproken aan de hand van de rapportering rond het gebruik van de telecontrolekasten, ongeplande onderbrekingen en spanningskwaliteit en de klachten die de VREG ontvangt hierover.

Daarnaast controleert de VREG steekproefsgewijs de gerapporteerde cijfers en het onderliggende investeringsbeleid met volgende aandachtspunten:

- Procedures bij het opstellen van de investeringsplannen;
- Analyse en identificatie van knelpunten
  - Hypothesen belasting/injectie aangroei
  - Aangekondigde vermogenaanvragen > 1MVA
  - Aanvragen aansluiting DP > 1MVA
  - Klachten over onderbreking van injectie (automatisch door spanningsbeveiliging en telecontrole);
- Berekeningsmethode bij dimensionering van netversterkingen bij knelpunten en timing;
- Controle op basis van steekproef met berekening, timing en tracement van de status van een project nieuw geplande en reeds geplande investeringen uit de vorige rapportering inclusief het overleg dat hierover plaatsvond met ELIA (Opvragen van een verslag van het overleg tussen ELIA en de andere netbeheerders);
- Netversterkingen en aanpassingen planning/berekeningsmethoden als gevolg van de kwaliteitsrapportering (ongeplande onderbrekingen,

- spanningskwaliteit ten opzichte van het gemiddelde in Vlaanderen en buurlanden);
- Evaluatie van geplande en uitgevoerde investeringen.

Dit geeft de VREG beter inzicht in de manier waarop de netinvesteringen tot stand komen en in de verschillende studies die de netbeheerders uitvoeren naar de impact van nieuwe ontwikkelingen op het vlak van verbruik en decentrale productie.

Naast de studie van groeiprognoze op het verbruik over het voorbije jaar is ook de studie onthaalcapaciteit voor decentrale productie, die de netbeheerders hebben uitgevoerd in samenwerking met VITO, richtinggevend om de investeringsplannen te beoordelen. De criteria die de VREG hanteert bij de beoordeling van de investeringsplannen werden in 2013 geconsulteerd ([cons-2013-03](#)) en kunnen wettelijk verankerd worden als de compensatie regeling voor flexibele aansluitingen uitgewerkt is. In deze regeling moet een evenwicht gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie. De VREG ziet er op toe dat er in de zones waar de totale kost voor de aansluiting inclusief de kost voor netversterking en –uitbreiding niet hoger ligt dan de becijferde 105.000€/MVA, voldoende geïnvesteerd wordt om het berekende potentieel aan decentrale productie te kunnen aansluiten. Bij de evaluatie van nieuw gedetecteerde knelpunten wordt dat criterium gehanteerd.

Om de 2020 doelstelling van de Vlaamse regering voor hernieuwbare energie te behalen moeten de netbeheerders netversterkingen inplannen over de periode tussen 2015 en 2020 om de nodige bijkomende aansluitingscapaciteit te voorzien zodat de resterende hernieuwbare energieprojecten aangesloten kunnen worden. Bij de evaluatie van het investeringsplan wordt nagegaan hoeveel aansluitingscapaciteit er gepland was en hoeveel er uitgevoerd is in het voorbije jaar.

Voor laagspanning is er extra aandacht voor de ontwikkelingen op het vlak van warmtepompen en decentrale productie uit hernieuwbare energie. De VREG gaat er van uit dat indien de detailstudie bij een aanvraag tot aansluiting of versterking van de aansluiting op laagspanning, waarbij de installatie van een warmtepomp of een decentrale productie uit hernieuwbare energie bepalend is voor het benodigde vermogen, aangeeft dat netversterkingen en/of netuitbreidingen moeten worden uitgevoerd, de betrokken netbeheerders deze werken moeten inplannen en realiseren binnen het jaar na de bestelling. Dit wordt ook opgevolgd via de klachtenbehandeling door de Ombudsdienst Energie en de VREG.

## **3. Belastingsvoorspelling voor de volgende jaren**

### ***3.1 De groeioprognose***

Onder de vele dimensioneringsfactoren van de elektriciteitsnetten spelen de verbruiksverwachtingen en de aansluiting van nieuwe decentrale productie op lokaal niveau een belangrijke rol. Het groeipercentage van het verbruik dat de netbeheerders hanteren bij de analyse van hun netten is gebaseerd op de vooruitzichten van het consultancy bureau IHS CERA, en houdt rekening met recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de horizon van dit investeringsplan. Voor de Investeringsplannen 2016-2018 gaat men uit van een gematigde groei van het verbruik van 0,54% als gemiddelde groei (vooruitzichten voor 7 jaar) van de bruto afname van elektriciteit. De groeioprognose wordt gedifferentieerd op basis van het type verbruikers die gevoed worden via de transformatorposten en feeders, aangevuld met bijkomende gegevens waarover de netbeheerders beschikken. De twee belangrijkste verbruikersgroepen zijn de industriële verbruikers enerzijds en het residentieel / tertiair (appartementengebouwen) verbruik anderzijds. In de huidige prognose is nog steeds een nulgroei voorzien op de industriële feeders. De groei bij de residentiële/tertiaire verbruikers werd conservatief ingeschat op 1% (afgerond). Dit is gebaseerd op de afname van de jaarlijks opgenomen klanten. De verwachte doorbraak van elektrische voertuigen is uitgesteld. De netbeheerders houden nu al rekening met een verhoogde gelijktijdigheid van afname door de opkomst van de warmtepompen en passen hun ontwerpregels aan. Gezien de hoge isolatiegraad die van nieuwe woningen verwacht wordt is het te verwachten dat de warmtevraag per wooneenheid, en dus het elektrisch vermogen van de warmtepompen eerder beperkt zal blijven.

### ***3.2 Analyse op hoogspanning***

De groei van de elektriciteitsvraag in bepaalde regio's vereist het uitbreiden van de transformatiecapaciteit van hoog- naar laag- en middenspanning. ELIA voert deze projecten uit in overleg met de betrokken beheerders van de gekoppelde midden- en laagspanningsnetten.

De specifieke problematiek van de netten met meer productie dan afname komt verder in dit rapport aan bod. De onthaalcapaciteit wordt per onderstation opgevolgd via gegevensuitwisseling met alle netbeheerders.

De hypothesen die aan de basis liggen van het Investeringsplan 2016-2018 worden gekenmerkt door een algemene tendens van gematigde groei van het verbruik. Hoewel er de laatste jaren een lichte daling te merken is ten opzichte van 2010, wordt er uitgegaan van een lichte groei, met name een gemiddelde jaarlijkse aangroei-coëfficiënt van 0,54% van de door de netgebruikers opgevraagde bruto energie. Deze hypothese wordt ondersteund door de historische cijfers van vóór 2010 die evenzeer een gematigde groei aangaven.

### ***3.3 Geïndividualiseerde analyse op middenspanning***

Als eerste stap in de planning inventariseren de netbeheerders de bestaande piekbelastingen van de vertrekkende middenspanningsfeeders uit de transformatorstations van het voorbije jaar. Aan elke middenspanningsfeeder wordt dan gemiddeld een groei op feederniveau toegekend die in lijn ligt met de vooruitzichten van de globale groeivoet van Elia. Omwille van het onzekere karakter van aangekondigde verschuivingen, wijzigingen en eventuele aangroei van de belasting moeten de netbeheerders de nodige omzichtigheid aan de dag leggen bij het verwerken van deze gegevens. Het overzicht dat automatisch uit de Scada-systemen<sup>1</sup> gegenereerd wordt kan uiteraard zelf geen rekening houden met toekomstige verschuivingen, wijzigingen en eventuele aangroei. Van de feeders die na drie jaar de 100% belasting benaderen wordt een studie gemaakt die kan resulteren in een ruggengraatversterking die in de komende jaren kan gebudgetteerd worden. Bij het opmaken van detailstudies per feeder wordt wel rekening gehouden met alle mogelijke gegevens.

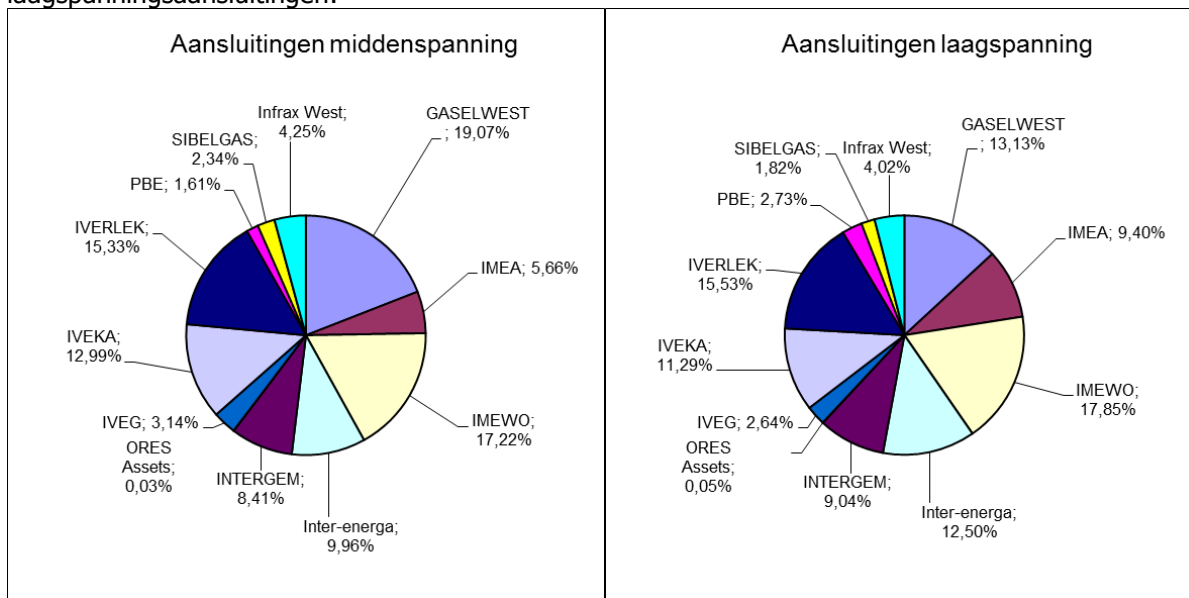
---

<sup>1</sup> Scada is de afkorting van Supervisory Control And Data Acquisition. Deze systemen verzamelen meet- en regelsignalen en sturen ze door naar de computersystemen van de netbeheerders.

## 4. Geplande en uitgevoerde netinvesteringen

### 4.1 Situering

Ter situering wordt in de onderstaande grafieken het relatieve belang van de verschillende distributienetbeheerders weergegeven in het aandeel in middenspannings- en laagspanningsaansluitingen:



Figuur 1 Relatieve aandelen MS

Figuur 2 Relatieve aandelen LS

### 4.2 Overzicht MS- en LS-distributienetten

De netbeheerders rapporteren aan de hand van de gegevenstabel uit het model de geplande vervangingen, uitbreidingen en slopingen van de belangrijkste netcomponenten. Volgende tabel geeft de evolutie weer van de werkelijke toestand op 1 januari van het rapporteringsjaar naar de geplande toestand op 1 januari van de komende twee jaar.

De wijziging in toestand in 2016 geeft per netcomponent de aanpassing weer die gepland is voor het komende jaar. Dit wordt berekend als het verschil tussen de geplande toestand op 1 januari 2016 en de werkelijke toestand op 1 januari 2015. In de kolom relatieve wijziging in toestand in 2016 wordt per netcomponent de procentuele evolutie weergegeven van de geplande wijziging.

Het LS-distributienet is voor 72,3 % ondergronds. In de voorbije 5 jaar is er jaarlijks gemiddeld 0,77% van het LS-net ondergronds gebracht. Vanwege de hoge kost van ondergrondse netten blijven de netbeheerders (vooral landelijk) een deel van het net bovengronds aanleggen. Het ondergronds brengen van het net heeft een positieve impact op de betrouwbaarheid. Het middenspanningsnet is nagenoeg volledig ondergronds in Vlaanderen.

Overzicht netcomponenten		Rapporteringsjaar 2015				
		toestand op 1/1/2015	geplande toestand op 1/1/2016	geplande toestand op 1/1/2017	wijziging in toestand in 2016	relatieve wijziging in toestand in 2016
<b>Middenspanningsnet</b>						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	202.630	190.902	184.602	-6.300	-3,3%
Ondergrondse kabel	(meter)	45.445.140	46.053.375	46.727.483	674.108	1,5%
Totaal lijnen en kabels middenspanning	(meter)	45.647.770	46.244.277	46.912.085	667.808	1,4%
<b>Laagspanningsnet</b>						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	810.594	521.294	455.394	-65.900	-12,6%
Bovengrondse Bundelkabel	(meter)	22.045.707	21.917.525	21.817.695	-99.830	-0,5%
Ondergrondse kabel	(meter)	59.615.038	60.658.353	61.721.373	1.063.020	1,8%
Totaal lijnen en kabels laagspanning	(meter)	82.471.339	83.097.173	83.994.463	897.290	1,1%
<b>Posten (middenspanning)</b>						
Transformatorstations	(aantal)	259	262	265	3	1,1%
Schakelposten	(aantal)	1.047	1.058	1.069	11	1,0%
<b>Cabines (middenspanning/laagspanning)</b>						
Klantcabines	(aantal)	18.770	19.388	20.115	727	3,7%
Distributiecabines	(aantal)	37.640	38.027	38.398	371	1,0%
<b>Aansluitingen</b>						
Aansluitingen middenspanning	(aantal)	19.646	20.389	21.236	847	4,2%
Aansluitingen laagspanning	(aantal)	3.122.502	3.317.258	3.333.894	16.636	0,5%
Aansluitingen productie-installaties	(aantal)	4.176	4.921	4.974	53	1,1%
<b>Meetapparatuur</b>						
Facturatie meters middenspanning	(aantal)	19.973	20.716	21.563	847	4,1%
Facturatie meters laagspanning	(aantal)	3.557.899	3.595.530	3.627.535	32.005	0,9%
Budget meters	(aantal)	98.077	107.754	119.527	11.773	10,9%

**Tabel 1 Overzicht netcomponenten**

Het aantal aansluitingen laagspanning werd voorheen gerekend als het aantal toegangspunten (EAN-GSRN) op laagspanning op het distributienet met uitsluiting van toegangspunten (EAN-GSRN) bedoeld voor openbare verlichting en toegangspunten (EAN-GSRN) waarvan het verbruik forfaitair bepaald wordt. Met de netbeheerders is afgesproken om het werkelijke aantal fysische aansluitingen in rekening te nemen wat resulteert in een lichte daling van het aantal aansluitingen laagspanning ten overstaande van de toestand op 1/1/2014 uit vorige rapportering.

### 4.3 Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen

Onderstaande tabel geeft per netelement uit de gegevenstabel het percentage van de uitgevoerde ten overstaan van de geplande "vervanging" en "nieuwe aanleg".

Uitgevoerd/gepland	2010	2011	2012	2013	2014	gemiddeld
<b>Middenspanningsnet</b>						
Ondergrondse kabel	77,5%	111,0%	91,0%	100,8%	78,3%	91,7%
<b>Laagspanningsnet</b>						
Bovengrondse Bundelkabel	72,8%	68,6%	86,8%	65,8%	86,0%	76,0%
Ondergrondse kabel	91,3%	104,6%	106,8%	91,5%	79,5%	94,8%
<b>Posten (middenspanning)</b>						
Transformatorstations	171,4%	66,7%	57,1%	0,0%	80,0%	75,0%
Schakelposten	33,3%	43,3%	57,1%	4,2%	38,5%	35,3%
<b>Cabines (middenspanning/laagspanning)</b>						
Distributiecabines	59,5%	84,8%	103,3%	85,6%	80,6%	82,8%
<b>Aansluitingen</b>						
Aansluitingen middenspanning	137,2%	113,5%	136,4%	118,3%	99,4%	121,0%
Aansluitingen laagspanning	59,7%	29,2%	83,0%	18,7%	74,7%	53,1%
Aansluitingen productie-installaties	386,1%	197,9%	287,6%	20,4%	3,4%	179,1%
<b>Meetapparatuur</b>						
Facturatie meters middenspanning	53,7%	18,0%	51,6%	76,6%	67,5%	53,5%
Facturatie meters laagspanning	87,6%	26,4%	41,9%	34,1%	64,6%	50,9%
Budget meters	65,2%	126,4%	111,4%	21,8%	85,3%	82,0%

**Tabel 2 Verhouding uitgevoerde/geplande investeringen**



Voor de meest opmerkelijke verschillen tussen geplande en uitgevoerde investeringen werd aan de werkmaatschappijen een verklaring gevraagd.

Middenspanningskabel:

Vooral in Gaselwest, IMEWO en IVERLEK werden er in 2014 minder ondergrondse kabels vervangen dan initieel begroot. Veelal was dat omwille van Synergie bij uitgestelde wegeniswerken.

Schakelposten en Transformatorenstations:

De sterke schommeling van dit cijfer is te wijten aan het verschil tussen ganse schakelposten en het renoveren van cellen. Bij onderstations en schakelposten gaat het om kleine afwijkingen op zeer kleine totalen. Indien één project vertraging oploopt beïnvloedt dit het percentage sterk. Deze parameter geeft niet echt weer wat er geïnvesteerd wordt. Het aantal transformatorenstations is nagenoeg constant. Wel worden de bestaande stations uitgebreid met cellen en gerenoveerd. De driver is hier meestal Elia.

Aansluitingen productie-installaties:

Het aantal aanvragen voor aansluiting daalt vooral op laagspanning. De markt voor zonnepanelen is sterk teruggevallen en zijn er nog geen meldingen van micro-wkk's. Anderzijds is men bij Elia aan het werken aan de onthaalcapaciteit wat een uitstel van grote windmolenparken met zich meebrengt.

Facturatiemeters LS en MS:

De plaatsing/vervanging van facturatie meters laagspanning en budgetmeters is deels klantgedreven, deels vervanging na afkeur voor metrologie en moeilijk te voorspellen. De plaatsing van MS meters volgt de trend van de cabines en aansluitingen. Gezien er geen beslissing is omtrent slimme meters is Eandis gestopt met proactief te saneren.

## 5. Aanpak van knelpunten voor decentrale productie

### 5.1 Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie

#### 5.1.1 Flexibele toegang

##### Huidige situatie

Ongebreideld investeren in netten om alle denkbare ontwikkelingen mogelijk te maken is uit kostenoverwegingen maatschappelijk ongewenst. Er moet dus een evenwicht gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en flexibele systemen van toegangsbeperking.

De VREG is van oordeel dat aansluiten van decentrale productie (en op termijn ook afname) onder het regime van flexibele<sup>2</sup> toegang een betere benutting van het net mogelijk maakt. Deze flexibiliteit ter ondersteuning van het net heeft een kost, en in de regelgeving moet worden opgenomen door wie en op welke wijze deze kost worden gedragen.

Als eerste stap om voor flexibele aansluitingen een reglementair kader te creëren heeft de VREG in de technische reglementen<sup>3</sup> een artikel toegevoegd die een aansluiting met flexibele toegang onder normale uitbatingsomstandigheden van het net mogelijk maakt als het gaat om een aansluiting van een productie-installatie, en als deze aansluiting conform de standaard vigerende regels geweigerd zou moeten worden door een gebrek aan capaciteit omwille van congestie. Deze flexibele toegang kan in principe enkel tijdelijk toegepast worden in afwachting van de uitvoering van een geplande netversterking. Deze flexibele toegang kan uitzonderlijk, om technisch-economische redenen en mits akkoord van de VREG, definitief toegepast worden.

De netbeheerders kunnen aansluitingen met een flexibele toegang aanbieden. Aanvullend kan overwogen worden om op te leggen dat alle productie vanaf een bepaald vermogen flexibiliteit moet kunnen aanbieden. Op vandaag moet de netbeheerder geen compensatie verstrekken aan de toegangshouder voor deze flexibiliteit. Op het vlak van transformatiecapaciteit kan de reservecapaciteit die bij aanwezigheid van alle transformatoren beschikbaar is, ingezet worden voor 'flexibele' decentrale productie die onderbroken mag worden zodra een transformator moet gemist worden. Dergelijke aansluiting wordt gecatalogeerd als een aansluiting met flexibele toegang. Dit begrip "flexibele toegang" omvat zowel situaties waarbij een onmiddellijke automatische afregeling nodig is, als situaties waar een globale tijdspanne van 15 minuten beschikbaar is alvorens afgeregeld moet worden. Op het transportnet spreekt men van een aansluiting in Gtrad, Gflex en Gint.

Onder Gtrad verstaat men de traditionele onthaalcapaciteit die correspondeert met een vermogenswaarde van productie-eenheden die aangesloten mogen worden en 100% produceren in situatie N-1 op het niveau van een planningspunt.. Een aansluiting met traditionele net-toegang "Gtrad" (bestaande en nieuwe aansluitingen) blijft met andere woorden mogelijk in extreme gebruikssituaties, ook bij het ontbreken van een netelement, behalve bij overmacht. De correcte definitie van N-1 is nu reglementair of contractueel nog niet duidelijk en moet in toekomstige regelgeving verhelderd worden.

De flexibele onthaalcapaciteit Gflex correspondeert met een supplementaire vermogenswaarde bovenop de traditionele onthaalcapaciteit van productie-eenheden die aangesloten mogen worden en tot 100% produceren in situatie N op het niveau van een planningspunt. De situatie N correspondeert met een situatie waarbij alle netelementen in dienst zijn, vandaar dat het al dan niet toekennen van een flexibele onthaalcapaciteit verbonden is met de uitbatingswijze. In de flexibele onthaalcapaciteit kan nog een onderscheid gemaakt worden tussen productie-eenheden die onmiddellijk afgeschakeld moeten worden en productie-eenheden die binnen de 15 minuten afgeschakeld moeten worden in situatie N-1. De eenheden met een flexibele net-toegang moeten niet per definitie afgeschakeld

<sup>2</sup> toegang tot het net met aangepaste capaciteitstoekenningscriteria en met de mogelijkheid tot beperking van de toegang in functie van de reeds toegewezen capaciteit of de op netelementen beschikbare capaciteit

<sup>3</sup> In het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest toegevoegd in de versie van 5 mei 2015 die goedgekeurd werd door de Vlaamse Regering.

worden in een situatie N-1, enkel bij mogelijke overbelasting van de assets. Dit onderscheid wordt gemaakt afhankelijk van de tijdelijke overbelasting van netelementen die toelaatbaar is.

De interruptibele onthaalcapaciteit Gint correspondeert met een vermogenswaarde van productie-eenheden die aangesloten worden op een planningspunt waar structureel geen voeding van Elia is voorzien in situatie N-1 en bijgevolg de toegang volledig onderbroken wordt als bv. een transformator of een kabel uitvalt.

Dit maakt het mogelijk om bijkomende decentrale productie toe te laten in zones waar de aansluitingscapaciteit in feite al is opgebruikt, maar dan wel op voorwaarde dat de nodige mechanismen worden voorzien voor modulering van deze eenheden tijdens periodes die kritiek zijn voor de veiligheid van het net. De flexibele toegang kan ook een oplossing bieden voor mogelijke knelpunten op het distributienet, of op het plaatselijk vervoernet of transmissienet. De aldus aangesloten eenheden zouden bijvoorbeeld productiebeperkingen opgelegd krijgen wanneer de betrouwbaarheid van de bevoorrading in het gedrang komt. Afhankelijk van de specifieke situatie kan deze flexibele toegang een tijdelijk dan wel definitief karakter krijgen.

### **Toekomstige regelgeving**

De VREG heeft tijdens het beleidsplatform van 21 september 2015 een aantal voorstellen gepresenteerd rond een verder reglementair kader voor het principe van aansluiting met flexibele toegang en andere principes van flexibiliteit. Er werd hierover feedback gevraagd aan de verschillende stakeholders. De VREG hoopt tegen het einde van het jaar een beleidsadvies over het onderwerp te kunnen voorleggen aan de Vlaamse Regering voor het hoog- en middenspanning elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoersnet.

Het grootste punt in deze discussie blijft hoe er een evenwicht kan gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie. De uitwerking van een compensatieregeling die ook voorziet in een tegemoetkoming voor het derven van groenestroom- of warmte-krachtcertificaten, zou kunnen leiden tot een inefficiënte uitbouw van de netinfrastructuur. De hoogte van de steunbedragen zal immers snel leiden tot een investeringsbeslissing, en op die manier mogelijk tot een overgedimensioneerd net, waarbij de capaciteit slechts zelden ten volle wordt benut, terwijl anderzijds wel de volle kost kan worden aangerekend via de geldende vergoedingsregels voor geïnvesteerd kapitaal.

Om een regime van aansluiting met flexibele toegang praktisch uit te werken is het belangrijk dat het vastgestelde probleem eerst duidelijk gekwantificeerd wordt in functie van de locatie, zowel in termen van capaciteitsproblemen als in monetaire termen (d.w.z. de kost van aanpassing van de infrastructuur afwegen t.o.v. de kost van een compensatiesysteem) en dat de netbeheerder zijn studies transparant communiceert aan de aanvrager van de aansluiting. Vanuit deze kwantitatieve gegevens kan dan een onderbouwde beslissing gemaakt worden op basis van toekomstige kosten en baten.

Voor de lange termijnvisie zal de VREG nadenken over de juiste prikkels of incentives die gegeven kunnen worden aan de distributienetbeheerder voor de ontwikkeling van zijn net versus het uitbaten van de bestaande netten te optimaliseren met de hulp van al dan niet aangekocht of vergoede flexibiliteit. Het reglementaire kader voor aansluiting met flexibele toegang is hiervan slechts een beperkt onderdeel. Bij de verder ontwikkeling dient men ook expliciet na te denken hoe de toegang tot het net minimaal beperkt kan worden via vraagzijdebeheer of andere vormen van flexibiliteit (verschuiving van de vraag op basis van tarifaire prikkels).

### **5.1.2 Midden- en hoogspanningsnetten**

Naar aanleiding van de capaciteitsproblemen kan worden onderzocht of het zinvol is om in de nieuwe transformatorstations een reserve-onthaalcapaciteit te voorzien voor injectie vanuit de MS- en LS-netten naar het hoogspanningsnet. Voorlopig wordt er, bij de prognose van de belasting van middenspanningsfeeders in de transformatorstations, niet specifiek rekening gehouden met injectie

door decentrale productie. Er is in elk geval nog onvoldoende inzicht in de relatie tussen decentrale productie en piekbelasting.

In het rapport van vorig jaar [RAPP-2014-11](#) werd reeds melding gemaakt dat, waar een groot potentieel aan decentrale productie wordt vastgesteld, de gemengde distributienetbeheerders nu de mogelijkheid hebben om distributienetten op een spanningsniveau van 36 kV aan te leggen.

Om netgebruikers maximaal te kunnen laten gebruik maken van de beschikbare netcapaciteit investeren de netbeheerders in distributiemonitoring die de VREG opvolgt in de kwaliteitsrapportering. Op die manier kan niet-flexibele toegang tot de netten gemaximaliseerd worden. Dit gebeurt door de bewaking van de real-time nettoestand zodat de capaciteit van het net eerst optimaal benut wordt, vooraleer overgegaan moet worden naar netversterkingen.

EANDIS plant ook proefprojecten met slimme sturingen om de onthaalcapaciteit van het lokale middenspanningsnet te vergroten. In het proefproject op Linker Scheldeoever zijn de proefopstellingen en windmolens reeds in dienst.

### 5.1.3 Laagspanningsnetten

De laagspanningsnetten lijken nu nog voldoende sterk gedimensioneerd te zijn voor de huidige vraag naar PV, warmtepompen en elektrische voertuigen; echter de netbeheerders verwachten dat er weldra keuzes zullen moeten gemaakt worden tussen vroegtijdig versterken van bestaande netten of tijdelijk beperken van de toegang. Ook de differentiatie van tarieven gericht op het promoten van het overschot aan hernieuwbare energie zal bijdragen tot een verhoogde gelijktijdigheid van de afname. Om de invloed van nieuwe technologieën in te schatten is er binnen Eandis een LS-impactstudie uitgevoerd. Deze studie is niet beperkt gebleven tot warmtepompen, er is een combinatie gemaakt van een bestaand huishoudelijk verbruiksprofiel [SLP], warmtepompen [WP], elektrische voertuigen [EV] en zonnepanelen [PV]. In deze studie is er gezocht naar de kritische momenten in het jaar, daarom zijn er berekeningen gemaakt voor een kritische zomerweek en een kritische winterweek.

Uit deze studie blijkt dat bij nieuw aangelegde netten er tot 2030 geen noemenswaardige problemen te verwachten zijn. Uitzonderingen van grote concentratie, lange leidingen en grote vermogens moeten uiteraard specifiek bestudeerd worden.

Infrac heeft een studie uitgevoerd (GRINT: GRid Integratie van Nieuwe Technologieën) waarin onderzocht is wat de effecten zijn van gewijzigd afname- en/of injectiegedrag van de netgebruikers als gevolg van decentrale productie, warmtepompen en elektrische voertuigen op de investeringen in het distributienet. Uit de studie blijkt dat de huidige Infrac-ontwerpregels behouden mogen blijven. Het investeringsritme kan wel wijzigen.

Eandis ziet er in zijn netontwerp erop toe dat de laagspanningsnetten een voldoende marge blijven behouden, rekening houdende met de hiervoor vermelde criteria, voor de (deels oncontroleerbare) groei van eenvoudige aansluitingen met inbegrip van de verwachte toename aan warmtepompen, zonnepanelen en elektrische voertuigen. Bij de aanleg van nieuwe LS-netten in verkavelingen, voor zover er geen bijkomende informatie beschikbaar is, voorziet Eandis voldoende capaciteit om een gelijktijdige injectie van 5 kVA op 50% van de kavels toe te laten. Voor het geheel van netgebruikers op een LS kabel wordt deze injectie verondersteld evenwichtig verdeeld te zijn over de drie fasen. Met dit criterium meent Eandis de netten voldoende robuust te ontwerpen voor toekomstige evoluties. Door de veronderstelde gelijktijdigheid van deze injectie (die bij zonnepanelen niet te vermijden valt, behalve door gebruik te maken van opslag of verschuiven van lokaal verbruik) is dit criterium bij netontwerp meestal bepalend voor de keuze voor sectie en maximale lengte van de LS-kabels. Met dit criterium meent Eandis dat dan ook voldaan is aan de behoeften voor afname, die tot nog toe een grotere mate van ongelijktijdigheid (aangenomen 0,3) bevatte tussen verschillende netgebruikers.

Voor verkavelingen waar concrete bijkomende informatie beschikbaar is (bijvoorbeeld eco-wijken of wijken waar uit de verkavelingsvergunning al zeker blijkt dat alle woningen over PV-panelen of warmtepompen zullen beschikken) past Eandis reeds een aangepast ontwerp toe.

Bestaande netten worden bestudeerd en zo nodig herontworpen naar aanleiding van aanvragen voor bijkomende capaciteit of bij indicaties van hoge belasting.

Eandis merkt een trend naar grotere oplaadvermogens voor elektrische wagens. Er zijn tot nog toe weinig incentives voor de afnemers om hun laden uit te stellen naar de daluren, behalve het tweevoudig uurtarief. Om optimaal gebruik te kunnen maken van de bestaande laagspanningsnetten zouden volgens Eandis batterijladers best voorzien worden van een autonoom uitschakelmechanisme indien ze de spanning doen dalen onder een bepaalde grens. Een dergelijke maatregel zou de verbruiker kunnen aanzetten om het opladen uit te stellen tot periodes van laag verbruik en beletten dat de spanning onder de toegestane norm zakt waarbij de andere netgebruikers gestoord worden. Dergelijk mechanisme werd recent ook beschreven in de literatuur als voltage drop protection. Simulaties hebben aangetoond dat de nood aan investeringen in het laagspanningsnet omwille van de spanningshuishouding exponentieel zal toenemen na 2025 indien elektrische wagens niet over een autonoom afschakelmechanisme beschikken.

## 5.2 Opvolging aansluiting decentrale productie

Voor de rapportering van de investeringsplannen 2016-2018 hebben de netbeheerders een overzicht gegeven van wat aan productie-installatie op basis van hernieuwbare energiebronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling aangesloten werd en welke projecten in aanvraag, in bestelling of geweigerd werden.

Type productie	Totaal aantal MVA Distributie- en Plaatselijk vervoersnet				
	Som van geplaatst	in studie	offerte	In bestelling	Geweigerd
Wind onshore	628	260	745	277	12
WKK/ Cogen bio	136	18	59	7	0
WKK/ Cogen gas	605	14	136	31	0
Totaal	1.369	292	940	315	12

Met 905 MVA aan windenergie aangesloten of besteld is de Vlaamse doelstelling (1060 MVA) bijna binnen bereik. Slechts een windproject van 12 MW in Ravels werd door IVEKA geweigerd. Op het ogenblik van de studie was het laatste beetje beschikbare ELIA-capaciteit aan Gtrad toegewezen. Hierdoor kon ELIA de gevraagde aansluiting enkel aanvaarden als Gflex. Deze aanvraag is intussen niet meer actueel. Opmerkelijk is dat veel van de windenergieprojecten die gerealiseerd of besteld zijn of voor studie werden aangeboden zich niet situeren binnen de clusters die in de studie onthaalcapaciteit werden geïdentificeerd maar in de zogenaamde witte zones uit de studie onthaalcapaciteit. Uit de bevraging naar de manier van inschatten van het potentieel voor onshore windenergie en de ruimtelijke inplanting volgt dat dit onvoldoende nauwkeurig werd ingeschat. De VREG kijkt uit naar nieuwe initiatieven om de uitrol van wind onshore planmatig aan te pakken. In afwachting daarvan blijft de studie onthaalcapaciteit voor decentrale productie een goede basis bij de beoordeling van de investeringsplannen.

## 5.3 Opvolging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen

Hierna volgt een update van de besproken knelpunten uit het rapport van vorig jaar [RAPP-2014-11](#).

### 5.3.1 Regio Noorderkempen (Iveka)

Om tegemoet te komen aan de dossiers die in wacht staan rond en ten noorden van Hoogstraten en als eerste stap in de totaaloplossing heeft Elia een bijkomende transformator geïnstalleerd in Hoogstraten gevoed door een kabel 150kV tussen Rijkevorsel en Hoogstraten. Deze oplossing dient beschouwd te worden als eerste stap in de ontwikkeling van het net om het volledige potentieel aan decentrale productie in de regio Rijkevorsel-Hoogstraten-Meer aan te sluiten. De grote vermogens (o.a. windmolenparken en grotere wkk-projecten) zijn reeds deels aangesloten op het nieuw aangelegde MS-net 36 kV net (de laatste fase van de aanleg/aansluitingen zijn in uitvoering tot medio 2016). De bestaande 15 kV-netten worden door de DNB verder versterkt en uitgebreid om de kleinere vermogens (PV's en kleinere WKK's) op de bestaande lokale infrastructuur toe te laten. De op vandaag bestaande windmolenparken, die uitbreiding voorzien, zullen worden ingepast in de nieuwe

36 kV netten om maximaal ruimte te maken op het 15 kV-net. Bijkomende aansluitingen zullen mogelijk zijn vanaf 2016 in functie van de locatie t.o.v. TS Hoogstraten.

Elia zal samen met de distributienetbeheerder de bijkomende noden verder invullen door de aanleg van 36kV en 15kV verbindingen vanuit Hoogstraten. In Hoogstraten bestaat de mogelijkheid om op termijn, en indien nodig, bijkomende transformatiecapaciteit op te stellen.

### **5.3.2 Congestie in de kustregio (Imewo/Gaselwest/Infrac West)**

De resterende onthaalcapaciteit in de kustregio is volledig opgebruikt ingevolge een aanvraag bij ELIA voor bijkomende windmolens in de haven van Zeebrugge.

Er zijn momenteel 14 projecten opgenomen in een wachtlijst voor een totaal vermogen van 80,09 MVA. Het is derhalve wachten tot na de realisatie van het ELIA-project STEVIN voor bijkomende aansluitingen decentrale productie. Dit project zal het mogelijk maken om de windenergie van de offshore windmolenparken (in totaal 2306 MW) naar het binnenland te vervoeren.

Begin 2015 is er gestart met de werken. Aangezien de werken ongeveer 3 jaar zullen duren, voorziet Elia dat deze nieuwe 380 kV verbinding pas tegen 2018 in dienst zal worden gesteld.

Tot deze realisatie voltooid is, wordt de injectiecapaciteit in de kustregio beperkt.

### **5.3.3 Drogen / Nevele (Imewo)**

De onthaalcapaciteit op het lokale middenspanningsnet is beperkt o.a. door de grote afstand tot de omliggende transformatorstations. Overeenstemmend de overeenkomst 36kV benut Eandis de mogelijkheid om nieuwe windparken langs de E40 rechtstreeks aan te sluiten op het 36kV onderstation te Drogen. Hiertoe wordt een veld in het onderstation te Drogen aangepast.

### **5.3.4 Haven van Antwerpen- linker Scheldeoever Waaslandhaven (Intergem)**

In het smart-grid-project Antwerpen Linkeroever is de onthaalcapaciteit voor decentrale productie Gtrad en Gflex (N-1) 15' met de gekende aanvragen opgebruikt op het 15 kV-net.

ELIA kan enkel nog capaciteit bieden via Gflex (N-1) 0". Hiervoor bestaat nog geen technische uitwerking omdat deze windmolens niet rechtstreeks worden aangesloten op TS Ketenisse. De besprekingen i.v.m. de technische oplossing zijn momenteel lopende tussen EANDIS (project smart-grids) en ELIA.

### **5.3.5 Temse (Intergem)**

Het potentieel decentrale productie in de regio rond Temse/Melsele bedraagt 59MW. Elia en Eandis zien de aansluiting op Mercator 15 kV en Burcht 15 kV als de meest optimale oplossing gezien het meerwaarde biedt voor de omliggende distributienetten. Als het aangekondigde potentieel zich effectief realiseert zal een nieuwe injectie TS Mercator 15 kV gerealiseerd worden en kan TS Burcht ontlast worden naar deze nieuwe injectie. Momenteel zijn er geen concrete aanvragen voor grotere lokale producties in deze regio. De provincie Oost-Vlaanderen heeft een project opgestart om het potentieel van deze regio verder te onderzoeken.

### **5.3.6 Eeklo Noord (Imewo)**

Voor de regio Eeklo-Maldegem heeft de provincie Oost-Vlaanderen het initiatief genomen om preferentiële locaties aan te duiden voor de komst van nieuwe windproductie. De provincie is reeds ver gevorderd in haar planprocessen voor de invulling van de zone Eeklo-Maldegem. Zo werd het Provinciaal Ruimtelijk Uitvoeringsplan (PRUP) ingediend en goedgekeurd door de Vlaamse Minister voor Omgeving, Natuur en Landbouw. De aanbouw van TS Eeklo Noord 36 kV is in eindfase bij ELIA. Anderzijds wordt een nieuw injectiepunt naar middenspanning opgericht te Eeklo Noord via twee nieuwe transformatoren 150/12kV 50MVA voor de aansluiting van bijkomende belasting en de ontlasting van de bestaande onderstations in de regio Eeklo. De einddatum is begin 2016.

### **5.3.7 Haven van Gent: Linkeroever, rechteroever en Kluzendok (Imewo)**

Om de aansluiting van decentrale productie op de linkeroever van de haven van Gent op korte termijn mogelijk te maken is een netuitbreiding noodzakelijk. Deze bestaat uit de aanleg van een 36kV kabelverbinding vanaf het onderstation Centrale Langerbrugge tot het onderstation Ertvelde en de oprichting van een bijkomende cabine 36kV in Ertvelde. Deze uitbreiding is nodig gezien de onthaalcapaciteit van het bestaande net ontoereikend is voor de aansluiting van bijkomende windparken op korte termijn. Meer specifiek is de resterende capaciteit van de 36kV verbindingen tussen Centrale Langerbrugge A en Ertvelde beperkt en zijn er ook beperkingen in het bestaande onderstation Centrale Langerbrugge A. Voor dit laatste onderstation is echter de vervanging voorzien waardoor de beperkingen verdwijnen. De realisatie hiervan kan echter niet tijdig uitgevoerd worden. De voorziene uitbreiding is eveneens nuttig gezien op middellange termijn een andere kabel tussen Centrale Langerbrugge A en Ertvelde zijn einde levensduur zal bereiken.

Een masterplan wordt uitgewerkt voor de ontwikkeling van activiteiten rond het Kluzendok in de Gentse haven. De netbeheerders zijn hierbij betrokken gezien deze nieuwe activiteiten eveneens de lokale ontwikkeling van een elektriciteitsnet met zich meebrengt. De nood zal concreet bestaan uit de voeding van belasting en decentrale productie. Indien het huidige voorziene potentieel zich realiseert, zal de resterende capaciteit op het huidige net niet toereikend zijn. Op basis van dit gegeven bestaat de huidige referentieoplossing uit de oprichting van een nieuwe hoogspanningspost aangesloten in aftakking op de bestaande 150kV lijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuize. Het nieuwe onderstation zou dan enerzijds bestaan uit een hub 36kV gevoed via een nieuwe transformator 150/36kV voor de aansluiting van decentrale productie. Anderzijds zou een nieuwe injectie naar middenspanning via twee nieuwe transformatoren 150/12kV instaan voor de aansluiting van belasting en kleine decentrale productie-eenheden.

Op Linkeroever was oorspronkelijk sprake van 6 windmolens die maximaal 3,4MVA kunnen leveren. Dit gaf een totaal injectievermogen van 20,4MVA. Intussen heeft de klant zijn studie aangepast, en de vraag gesteld om 4 x 3,4 MVA aan te sluiten op MS. Het totale injectie vermogen zou dan 13,6MVA zijn. Elia heeft daarnaast een vraag om een tweede windturbinepark aan te sluiten langsheen de N49. Elia en Eandis overleggen met de aanvrager over de beste oplossing. Eandis overweegt om de twee windparken aansluiten op 36kV, en dus niet op middenspanning (12kV). Hierdoor kunnen windparken aangesloten worden vooraleer de nieuwe 36kV-kabel tussen Ertvelde en Langerbrugge moet geplaatst worden, en zal de 36kV-post Ertvelde uitgebreid worden, eerder dan een nieuwe post te bouwen die gevoed wordt door de nieuwe aparte kabel.

Van zodra deze investeringen uitgevoerd zijn, kan een derde windturbinepark via Eandis in dienst genomen worden. Dit bestaat uit 4 windmolens van elk 3.4 MVA. De indienstname is gepland begin 2016, samen met de gerealiseerde kabelwerken door Elia. Van zodra deze investeringen uitgevoerd zijn, kan een derde windturbinepark in aanbouw op vol vermogen injecteren. In de periode dat deze kabel nog niet in dienst is wordt geen N-1 aangeboden in geval van een fout tussen TS Langerbrugge en Ertvelde. De klant is op de hoogte dat in geval van defect bij Elia geen injectie kan gegarandeerd worden voor die periode. Het project van de post 36 kV van Ertvelde heeft 22/12/2015 als finale streefdatum. Indien mogelijk wordt een indienstname versneld, in overleg tussen Eandis, Elia en de aanvrager.

De omgeving van het Kluzendok in Gent wordt door de haven van Gent verder ontwikkeld, waardoor er rond dit dok een bijkomende vraag naar elektriciteit kan ontstaan. Indien de belastingsvooruitzichten en de decentrale productievooruitzichten zich concretiseren zal het huidige net niet meer volstaan om dit vermogen te leveren. Op dit moment wordt er uitgegaan, indien de belastingsnoden en injectiewensen bevestigd worden, van de oprichting van een nieuw onderstation aangesloten in aftakking op de bestaande 150 kV lijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuize. Het nieuwe onderstation zou dan kunnen bestaan uit een hub 36kV via een nieuwe transformator 150/36kV voor de aansluiting van decentrale productie en een injectie naar middenspanning via twee nieuwe transformatoren 150/12kV voor de aansluiting van belasting en kleine decentrale productie-eenheden. Deze versterking is gepland op middellange termijn als de noden bevestigd worden.

Vorig jaar waren er in de omgeving rond TS Desteldonk veel intenties om windturbines te exploiteren. Totaalvermogen > 25 MVA. Detailstudies wezen uit dat de aanwezige transformatiecapaciteit naar 12 kV op TS Desteldonk onvoldoende is om het volledige potentieel aan te sluiten. Omwille van vergunningsproblemen is er nu slechts nog sprake van een 8-tal windmolens. Afhankelijk van de locatie van de windmolens zou dit eventueel wel nog kunnen op 12 kV net. Van zodra het nieuwe inplantingsplan aangeleverd wordt kan Eandis de aansluitingen in detail bestuderen.

### **5.3.8 Pathoekeweg (Imewo)**

Een gemeenschappelijke studie van Elia en de distributienetbeheerder heeft aangetoond dat de aansluiting van de decentrale productie beter rechtstreeks geschiedt op het 36kV distributienet. Deze distributiekabel wordt aangesloten op het onderstation 36kV van Brugge Waggelwater. In een volgende fase wordt dit distributienet 36kV uitgebreid met een bijkomende kabel 36kV, eveneens aangesloten op Brugge Waggelwater, om de distributielus te kunnen sluiten. Hierdoor kan belasting die aangesloten is op de bestaande kabels 36kV van het plaatselijk vervoernet tussen Brugge en Zeebrugge op distributie overgenomen worden. Deze kabels zijn immers aan vervanging toe en de transportfunctie is niet langer noodzakelijk. Om bovenvermelde netontwikkeling te kunnen realiseren voorziet Elia de nodige cellen 36kV in het onderstation Brugge Waggelwater.

### **5.3.9 Achterhaven Zeebrugge (Imewo)**

In het kader van de mogelijke stijgende vraag naar elektriciteit en het grote potentieel aan windenergie in de achterhaven van Zeebrugge, is de oprichting van een nieuw onderstation 36kV binnen dit gebied bestudeerd. De afstand tussen de huidige injecties naar middenspanning van de regio's Zeebrugge en Brugge is immers te groot.

Indien het potentieel zich realiseert, bestaat de voorkeursoplossing uit de oprichting van een 36kV onderstation in de achterhaven met twee transformatoren 36/11kV. Dit onderstation zal gevoed worden via enerzijds een verlenging van een bestaande 36kV kabels tussen Zeebrugge en het begin van de achterhaven, en anderzijds via de plaatsing van nieuwe kabels. De plaatsing van deze kabels wordt reeds op korte termijn gerealiseerd in het kader van de aansluiting van diverse windparken in de achterhaven van Zeebrugge en van zodra deze aansluitingen besteld worden. Tot op heden heeft slechts één windpark een realisatie besteld, waardoor slechts een project voor de verlenging van één kabel werkelijk gelanceerd is.

### **5.3.10 Kwatrecht (Imewo)**

Er zijn geen problemen meer voorzien voor de onthaalcapaciteit te Kwatrecht. Er is nog capaciteit over voor de aansluiting van 24 MVA aan decentrale productie in Gtrad.

### **5.3.11 Gent "verkeerswisselaar voetbalstadion Gent "(Imewo)**

Er wordt onderzocht of er een windcluster kan gecreëerd worden aan de verkeerswisselaar E40/E17 en het nieuw voetbalstadion van AA Gent. De windcluster overlapt gebieden met bestemming bedrijventerrein of openbaar nut. De provincie liet Eandis reeds een potentieel van 10 windmolens onderzoeken op aansluitbaarheid op het bestaande middenspanningsnet. Het globaal vermogen van 30MVA moet worden verdeeld over meerdere transformatorenstations namelijk TS Kattenberg (3MVA), TS Merelbeke Flora (15MVA) en TS Sint-Denijs-Westrem (12MVA). Men wil van het "eiland Zwijnaarde" een duurzaam bedrijventerrein maken, waarbij de nutsinfrastructuur afgestemd moet zijn op "Smart Grids".

Concrete info op welke manier netgebruikers zelf energie wensen te produceren is nog niet beschikbaar. EANDIS heeft hiervoor begin juli het licht op groen gezet en zal optreden als technisch raadgever in kader van de mogelijke ontwikkelingen van infrastructuur, lokale balancerings etc. doch rekening houdende met de beperkingen van het regelgevend kader op dat vlak. Interactie met andere projecten in het Gentse is eerder beperkt (het terrein staat nogal op zichzelf als 'eiland').



### **5.3.12 Windmolencoluster Aalst/Erpe-Mere (Intergem)**

Om het onderstation Aalst Noord te kunnen ontlasten en inspeland op de groeiende belasting in de omgeving van Erpe-Mere voorzag Elia om in 2016 een nieuw onderstation op te richten dat meteen ook de aansluiting van decentrale productie in de omgeving van de E40 mogelijk maakt. De oprichting van het nieuwe onderstation past hierdoor eveneens in de visie van de provincie Oost-Vlaanderen om de komst van bijkomende windturbines in de zone rond Erpe-Mere, meer bepaald in Sint-Lievens-Houtem, te stimuleren.

Er is intussen een aanvraag voor oriënterende studie afgewerkt voor de aansluiting op het MS net van een windmolencoluster van 18 MVA in Erpe-Mere en 18 MVA in Erembodegem. Om alle windmolens te kunnen aansluiten dient het door Elia geplande transformatorstation in Erpe-Mere opgericht zijn. In dit nieuw onderstation Erpe-Mere wordt in eerste fase een transformator 70/15kV voorzien, gevoed in aftakking op de verbinding Aalst-Zottegem. Een tweede transformator 70/15kV wordt in tweede fase geplaatst en gevoed in antenne vanaf Aalst. Momenteel zijn er echter geen concrete aanvragen of bestellingen voor windmolens lopende in deze regio waardoor de bouw van het onderstation wordt achteruit geplaatst in de tijd. De investering kan toch op termijn nodig zijn ter versterking van het lokale MS-net mochten er toch geen extra decentrale producties komen.

### **5.3.13 TS Ravels (Iveka)**

Op TS Ravels is er geen traditionele onthaalcapaciteit (Gtrad ) meer beschikbaar volgens ELIA. De meest geschikte oplossing is volgens Elia de plaatsing van een nieuwe 50 MVA-transformator in het onderstation Ravels, gekoppeld aan de aanleg van een nieuwe 70 kV-kabel vanuit Koekhoven. In combinatie met deze versterking wordt ook de laagspanning in dit onderstation vervangen. Deze netversterking was eerder gepland voor 2016. Omdat de belastingsaan groei zich niet manifesteerde en er flexibele oplossingen werden aangeboden voor decentrale productie werd dit project uitgesteld.

### **5.3.14 TS Oevel (Iveka):**

Op korte termijn is volgens Elia Gflex de beste afweging. Op langere termijn is een verschuiving van belasting van Geel naar Heze en van Heze naar een nieuw transformatiestation in Meerhout een mogelijke piste. De besprekingen zijn gestart met ELIA om de creatie van een extra koppelpunt verder te onderzoeken. Dit koppelpunt zou naast extra onthaalcapaciteit voor decentrale producties ook kunnen passen in een lange termijnvisie in deze regio. Voor deze oplossing is echter nog geen timing/budget bekend. Een wettelijk kader voor Gflex zou hier een oplossing kunnen bieden.

### **5.3.15 Genk Zuid (Inter-Energa)**

In het Masterplan wind van Infrac werd duidelijk dat het gedefinieerde windpotentieel in Genk Zuid grotendeels aansluitbaar is. De aansluitbaarheid van een deelpotentieel van 21MW bleek een knelpunt te zijn. Infrac onderzocht deze regio en stelde een plan op voor de integratie van een nieuwe dispersiecabine gevoed met twee verbindingen vanuit onderstation Langerlo. Deze netversterking laat toe het gedetecteerde windpotentieel aan te sluiten op het aanwezige 10kV – net. De integratie van een nieuwe dispersiecabine is ook terug te vinden in de ruggengraatinvesteringen. Tot vandaag heeft Infrac geen concrete aanvragen van winddossiers ontvangen voor de betrokken regio. De aanvang der werken is daarom uitgesteld en zal ten vroegste aanvangen in 2016.

### **5.3.16 Koekhoven (IVEG)**

Het geplande TS Koekhoven is niet redundant uitgevoerd. Ondertussen heeft Infrac met Elia afgesproken dat Infrac één 70kV verbinding op 15 kV mag gebruiken, om de aanwezige afname redundant te kunnen voeden, in geval van onbeschikbaarheid van de 70/15kV transformatie van Koekhoven en bij ontbreken van eigen decentrale productie. Op die manier is een N-1-capaciteit van 10 MVA beschikbaar op TS Koekhoven. Koekhoven zal in deze configuratie in Maart 2016 in dienst worden genomen.

### **5.3.17 Glabbeek centrum (PBE)**

Omwille van de belastbaarheid van het lokale net werd in afwachting van de oprichting van de nieuwe cabine Glabbeek Dorp in de detailstudie voor een Bio WKK de injectie van een beperkt vermogen toegestaan. Het project voor de oprichting van de nieuwe cabine Glabbeek Dorp is gestart. Na de indienstname van deze cabine zal de WKK het volledig aangevraagde vermogen kunnen injecteren.

### **5.3.18 Geetbets (PBE)**

Er werd een netuitbreiding voorzien in 2014 gecombineerd met de inplanting van een nieuwe dispersiecabine. De netuitbreiding en de inplanting van de nieuwe dispersiecabine ontstond naar aanleiding van de congestie voor decentrale productie. In het vorige investeringsplan werd dit niet als knelpunt naar voor geschoven aangezien er zicht was op een oplossing binnen een aanvaardbare termijn. Omwille van problemen met de grondverwerving voor de dispersiecabine schoof de planning op. Naar aanleiding van de integratie van kleine en grote decentrale productie-eenheden in de regio van Geetbets, werd vastgesteld dat het spanningsniveau van het middenspanningsnet sterk beïnvloed wordt. De studies voor de netuitbreiding en voor de inplanting van een nieuwe dispersiecabine, om dit probleem op te lossen, zijn afgerond en de voorbereidingswerken zijn gestart. In afwachting van de indienstname van deze investering wordt de regio van Geetbets tijdelijk als congestieregio voor decentrale productie gedefinieerd.

Er werden geen nieuwe knelpunten in het net gedetecteerd.

## 6. Energie-efficiëntie

### 6.1 *Wettelijke context*

Op 25 oktober 2012 werd de Europese richtlijn 2012/27/EU betreffende energie-efficiëntie goedgekeurd. Deze richtlijn bevat tal van bepalingen, waarvan enkele betrekking hebben op de transmissie en distributie van elektriciteit. In het bijzonder bepaalt artikel 15, §2 dat de lidstaten ervoor moeten zorgen dat, uiterlijk op 30 juni 2015 er een beoordeling wordt uitgevoerd van het potentieel voor energie-efficiëntie van hun gas- en elektriciteitsinfrastructuur, in het bijzonder wat betreft transport, distributie, beheer van de belasting van het net en interoperabiliteit, en de aansluiting op installaties voor energieopwekking, inclusief de toegangsmogelijkheden voor micro-energiegeneratoren en dat er concrete maatregelen en investeringen worden vastgesteld voor het invoeren van kosteneffectieve verbeteringen van de energie-efficiëntie in de netwerkinfrastructuur, met een tijdschema voor de invoering ervan. De VREG volgt dit op via de investeringsplannen en legt in het technisch reglement onder Afdeling II.1.1 Inhoud en planningshorizon vast dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders informatie aan de VREG moeten verstrekken over de beoordeling die zij uitvoeren van het potentieel voor energie-efficiëntie van hun elektriciteitsinfrastructuur, in het bijzonder wat betreft elektriciteitsdistributie, beheer van de belasting van het elektriciteitsdistributienet en interoperabiliteit, en de aansluiting van installaties voor energieopwekking, inclusief de toegangsmogelijkheden voor micro-energiegeneratoren. De VREG past in overleg met de netbeheerders het rapporteringsmodel aan.

Besprekingen tussen de netbeheerders binnen het Synergrid-platform en overleg tussen enerzijds de netbeheerders (Synergrid) en anderzijds alle regulatoren (FORBEG) heeft geleid tot een studie ter invulling van artikel 15.2. van de Energie Efficiëntie Richtlijn 2012/27/EU. De verdere uitwerking zal zich toeleggen op twee centrale doelstellingen: de vermindering van het energieverbruik en een efficiënter gebruik van de (net)infrastructuur. Deze doelstellingen zullen gerealiseerd worden door het nemen van maatregelen op drie verschillende werkgebieden: investeringen, uitbating of gedrag. De bestudeerde maatregelen hebben nog geen impact op het huidige investeringsplan.

### 6.2 *Energie-efficiëntie studie Eandis*

Eandis onderzocht volgende maatregelen om de energie-efficiëntie te verbeteren bij de uitbating van de distributienetten:

#### Investeringsmaatregelen

- ✓ Hogere netspanning op LS. Aanleg nieuw net gebeurt standaard in 3N400V. Waar kosteneffectief of bij spanningsproblemen wordt het net omgebouwd van 3X230V naar 3N400V;
- ✓ Hogere netspanning op MS. De 3,3 - 6 - 6,6 kV netten worden afgebouwd;
- ✓ Optimale keuze kabelsectie MS. Optimale sectie MS wordt bepaald ifv de belasting (lage belasting), de spanningsval en de verliezen;
- ✓ Optimale keuze distributie transfo, een beleid werd uitgewerkt en opgeleid (mei 2015).
- ✓ Introductie van telebeheer & telebediening. Schakelposten worden standaard telebeheerd, cabines worden telebeheerd of telegemeten in functie van de noden & opportuniteiten. Eandis heeft een piloot opgestart met een telebeheerde cabine. Vanaf 2016 komt dit type cabine in het standaard aanbod.

#### Uitbatingsmaatregelen

- ✓ Verplaatsen open punten MS. Tijdens middenspanningsnetstudies wordt aandacht besteed aan de oordeelkundige plaatsing van open punten in het netwerk: de verliezen worden beperkt door het vermijden van te hoge spanningsvallen en spanningsstijgingen in het netwerk

- ✓ Automatische tapverandering van distributietransformatoren. Een regelbare transformator werd vorig jaar op proef geplaatst op het net. De metingen zijn momenteel lopend en we zien een verbetering van de spanningskwaliteit. Parallel lopen er theoretische oefeningen om het huidig en toekomstig potentieel in kaart te brengen;
- ✓ Dynamic line rating. Installatie van een "proof-of-concept" op Linkerscheldeover. Eandis voorziet nog veldtesten.

### **6.3 Energie-efficiëntiestudie Infrac**

Infrac onderzocht volgende maatregelen om de energie-efficiëntie te verbeteren bij de uitbating van de distributienetten:

#### Verhoging bestaande spanning in de HS- en LS-distributienetten

Een hogere netspanning heeft lagere netverliezen tot gevolg en verhogen de energie-efficiëntie van het distributienet. Om dit mogelijk te maken zijn echter investeringen nodig: kabels, transformatoren, LS-borden, cabines, ombouw van klantapparatuur.

Deze investeringen worden bij Infrac uitgevoerd in synergie met andere nutsmaatschappijen (wanneer op openbaar domein gewerkt wordt dus) of wanneer netcomponenten afgeschreven zijn. Proactief kabels 3N400V aanleggen ter vervanging van kabels 3x230V is voor Infrac niet rendabel. Dat maakt dat Infrac geen investeringsplan heeft waarin planmatig oude kabels vernieuwd worden. Wel wordt jaarlijks in synergie een aantal km 3N400V kabel aangelegd als voorbereiding op de ombouw naar 400V.

#### Optimale keuze kabelsectie

Infrac weegt bij elke MS-dossier af of de kabelsectie kan verhoogd worden hetgeen evenwel niet standaard het gevolg is. In enkele gevallen, meestal bij zwaarder belaste kabels, wordt overgegaan naar een hogere kabelsectie.

#### Gebruik van energie-efficiënte(re) distributietransformatoren

Naast de kostprijs voor een nieuwe distributietransformator wordt bij de aanbesteding ook rekening gehouden met de geschatte koper- en ijzerverliezen over de levensduur van de transformator. De laagste total cost of ownership wordt hierbij weerhouden. Ook de keuze van het transformatorvermogen is bepalend voor de verliezen. Daarom wordt deze keuze gemaakt ifv de verwachte beginbelasting van de cabine. Bij retrofit van bestaande cabines wordt bij Infrac ook rekening gehouden met:

- de restwaarde van de bestaande transformator;
- de afmetingen (energiezuinige transformatoren hebben grotere afmetingen waardoor ze in sommige gevallen niet geschikt zijn voor vervanging van bestaande transformatoren).

Er worden bij Infrac geen bestaande transformatoren proactief vervangen, enkel op basis van het energieverlies, dit zal altijd in synergie zijn van andere aanpassingen in de cabine, tenzij de bestaande transformator overbelast is. Reden hiervoor is dat de ombouwkosten en restwaarde van de bestaande transformator niet opwegen tegen de gewonnen energieverlieskosten.

#### Reductie eigen verbruik van posten en cabines en voeden eigen verbruik door productie ter plaatse

Bij nieuwe gebouwen en vernieuwing van bestaande gebouwen wordt bij Infrac rekening gehouden met de nodige isolatie en verluchting i.f.v. de huidige reglementering.

Productie-activiteiten zijn voor distributienetbeheerders principieel niet toegelaten. De stroom voor eigen verbruik van de apparatuur in de gebouwen moet in principe dus aangekocht worden, maar de VREG gedooft productie door de netbeheerder, als het risico op een discriminerende behandeling, door de netbeheerder, van andere marktpartijen bij de toegang tot het net, onbestaand is of vermeden kan worden. Dit is het geval als het bijvoorbeeld gaat om kleine installaties met een beperkt vermogen van <10kW die geen eigen toegang tot het net hebben en waarvan de geproduceerde elektriciteit louter wordt aangewend voor eigen verbruik.

Bij de aankoop van apparatuur wordt steeds de energie-efficiëntie mee beoordeeld in de keuze.

#### Reductie aantal verplaatsingen dankzij telebediening / -lezing

Infracx voert een programma uit waarbij ca 30% van de distributiecabines voorzien wordt van een continue monitoring. Deze investering wordt vooral gedreven door de noodzaak om beter zicht te krijgen op de netten omwille van de veranderende energiestromen maar ook om de onderbrekingsduur bij storingen zo laag mogelijk te houden. Het aantal verplaatsingen met de wagen werd in de investeringsanalyse van Infracx niet weerhouden gezien de techniker lokaal toch de nodige veiligheidsschakelingen moet uitvoeren om de fout te lokaliseren. De winst in verplaatsingen blijft dus marginaal. Overige telebediende schakelingen worden bij Infracx gedaan om delen van het distributienet spanningsloos te schakelen om aanpassingen aan het distributienet te kunnen doen. Ook in dat geval zijn er veiligheidsschakelingen nodig en is de winst in verplaatsingen marginaal.

#### Gerichte keuze open punt in distributielus

Bij Infracx werd een studie gedaan om na te gaan of de keuze van het open punt reeds optimaal is. Conclusie was dat hiervoor geen herschakelingen dienden te gebeuren. Ofwel werd het open punt bepaald door de bereikbaarheid van de schakelaar, ofwel was het open punt reeds optimaal (>90% van de gevallen).

#### Automatische tapverandering van distributietransformatoren

Een eerste piloot is bij Infracx opgestart. Deze technologie kan voor Infracx één van de standaard oplossingen worden die kan gekozen worden op basis van de Asset Management criteria (veiligheid, betrouwbaarheid en financiën). Distributienetverliezen zijn hier zelden determinerend, eerder de investering om de spanningskwaliteit te waarborgen.

#### Dynamic Line Rating

Dynamic Line Rating (DLR) wordt bij Infracx reeds toegepast op luchtlijnen om het transporteerbaar vermogen gecontroleerd in functie van de lokale omstandigheden te kunnen verhogen t.o.v. de standaard belastbaarheid van de lijn.

DLR kan voor Infracx kostenefficiënt zijn indien een investering kan worden uitgesteld. Dat is alleen het geval als men de luchtlijn hoger wilt belasten dan normaal toegestaan en impliceert een werkingsgebied rond het maximum van de lijn.

### **6.4 Energie-efficiëntie studie Elia**

In het kader van de energie-efficiëntie studie heeft Elia volgende maatregelen bestudeerd:

- ✓ De bestaande spanning in HS en LS distributienetten verhogen
- ✓ Optimale keuze van kabelsectie
- ✓ Energetisch efficiënte(re) distributietransformatoren gebruiken
- ✓ Eigenverbruik in onderstations en cabines verminderen of voeden door lokale productie
- ✓ Aantal verplaatsingen verminderen dankzij telebediening/televerwerving
- ✓ Openingspunt in een distributielus doelgericht kiezen
- ✓ Zelfregelende distributietransformatoren gebruiken
- ✓ Dynamic line rating toepassen
- ✓ Aansluiten met flexibele toegang
- ✓ Doelgerichte tarieven voor energie-efficiëntie van het net
- ✓ Innovatieve toepassingen voor aardgas
- ✓ Aardgas gebruiken voor voertuigen
- ✓ Energie-efficiëntie van de openbare verlichting

De bestudeerde maatregelen hebben nog geen impact op het huidige investeringsplan, dat kan in de toekomstige plannen wel het geval zijn. In het kader van het investeringsplan 2015 – 2018 gaat Elia dieper in op één van de bestudeerde maatregelen ter verbetering van de energie-efficiëntie bij de uitbating van het net, met name het verminderen van het eigenverbruik van de onderstations en cabines of het eigenverbruik voeden via plaatselijke productie, aangezien dit een nieuw aangepakte maatregel voor het plaatselijk vervoernet betreft, waarvan de uitwerking het verst is gevorderd. Het

eigenverbruik van een onderstation en cabine op de hoogspanningssites omvat het verbruik van een hele reeks technische installaties (batterijen, gelijkrichters, beveiligingen...), net als de verwarming en verlichting van de gebouwen waarin een aantal van deze technische installaties zich bevinden. Het geheel van de voeding daarvan wordt aangeduid met de term 'hulpdiensten'. Deze hulpdiensten worden vaak rechtstreeks door het hoogspanningsnet van Elia via de hulpdienstentransformatoren bevoorrad. Omdat deze bevoorradingspunten niet beschikken over tellers bestaat er weinig betrouwbare informatie over het eigenverbruik van de onderstations en cabines op de hoogspanningssites.

Het gehele net van Elia in België omvat ongeveer 800 hoogspanningssites (de netgebruiker sites inbegrepen), waarvan een 470-tal sites met hulpdiensten eigendom zijn van Elia. Hiervan maken er 170 deel uit van het plaatselijk vervoernet.

Voor de aankoop van energie om deze verliezen te compenseren, vertrekt Elia vanuit de hypothese dat het verbruik van de hulpdiensten per jaar ongeveer 87,6 GWh bedraagt.

Om betrouwbare en gestructureerde informatie te verzamelen om het verbruik van hulpdiensten te kunnen beoordelen, heeft Elia een project opgestart om bij verscheidene hoogspanningssites tellers te installeren voor de hulpdiensten. In 2016 zullen alle tellingen beschikbaar zijn. Vervolgens zullen de volgende analyses uitgevoerd worden:

- bepaling van het totaalverbruik van de hulpdiensten in het Elia-net;
- identificatie van de belangrijkste parameters die een effect hebben op het verbruik (leeftijd, oppervlakte van het gebouw van de site, vermogen van de hulpdienstentransformator...);
- identificatie van de belangrijkste verbruiksposten op basis van de deeltellingen.

Dankzij deze analyses kunnen de belangrijkste verbruiksposten in de hoogspanningssites van Elia geïdentificeerd worden en de potentiële winst van de mogelijke maatregelen geraamd worden.

## 7. Beoordeling

De VREG heeft kennis genomen van de investeringsplannen ingediend in 2015 voor de periode van 2016 tot 2018 van ELIA, GASELWEST, IMEA, IMEWO, INTER-ENERGA, INTERGEM, ORES, IVEG, IVEKA, IVERLEK, PBE, SIBELGAS en Infrac West.

De meegedeelde gegevens zijn tijdig ingeleverd en kunnen volledig worden verklaard.

De investeringsplannen van de netbeheerders werden getoetst aan de beoordelingscriteria van de VREG. Voor alle geïdentificeerde knelpunten voor zowel afname als injectie hebben de netbeheerders op elk spanningsniveau oplossingen uitgewerkt en werden er investeringen tijdig ingepland.

Aan de afnamezijde voldoet de planning op basis van de belastingsvoorspelling aan de noden van de netgebruikers. Er zijn bij de VREG, ook na bevraging van de Ombudsdienst voor Energie, geen klachtendossiers bekend die wijzen op onvoldoende aanhouden of voorzien van capaciteit.

Aan de productiezijde is de zaak complexer. Er zijn heel wat knelpunten gedetecteerd die investeringen noodzakelijk maken. De netbeheerders hebben voor een aantal hiervan een volledige oplossing ingepland die het capaciteitsprobleem op termijn moet wegwerken. Een project werd als geweigerd gemerkt maar kon wel flexibel worden aangesloten. De netbeheerders zien meer en meer heil in het aanbieden van capaciteit met flexibele toegangsmodaliteiten. Deze problematiek vormt het onderwerp van overleg dat de VREG heeft met de verschillende stakeholders. De VREG heeft de analyse van de investeringsplannen 2016-2018 uitgevoerd zonder vooruit te lopen op de conclusies van dit overleg.

Aan de distributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet zal per brief gemeld worden dat hun indicatieve investeringsplan voldoet aan Artikel II.1.1.1 van de Planningscode van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit en het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit. De VREG zal daarbij melden dat hij, op basis van de in het investeringsplan opgenomen

gegevens en mits uitvoering van deze investeringen, van mening is dat de netbeheerder het nodige doet om te voldoen aan de taak, opgenomen in artikel 4.1.6. van het Elektriciteitsdecreet, namelijk het aanhouden van voldoende capaciteit voor de distributie van elektriciteit op zijn net.

De specifieke knelpunten op het vlak van decentrale productie vergen een nauwer overleg met en toezicht op de netbeheerders. Voor een aantal investeringen is overleg vereist met de federale regulator CREG, voor zover het een problematiek betreft die de distributienetten of het plaatselijk vervoernet overstijgt.