

Rapport

29/06/2021

met betrekking tot de investeringsplannen 2021-2023 van de elektriciteitsnetbeheerders in het
Vlaamse Gewest

Inhoudsopgave

1	Managementsamenvatting	4
2	Inleiding	7
3	Belastingsvoorspelling voor de volgende jaren	8
3.1	Historiek van de belasting	8
3.2	Model	13
3.2.1	Plaatselijk vervoernet van elektriciteit	13
3.2.2	Distributienet - middenspanning	13
3.2.2.1	<i>Afnamepieken</i>	13
3.2.2.2	<i>Injectiepieken</i>	14
3.3	Voorspelling	15
3.3.1	Plaatselijk vervoernet van elektriciteit	15
3.3.2	Distributienet - middenspanning	15
4	Capaciteitsbehoefte middenspanningsnet	16
4.1	Geweigerde decentrale productie	16
4.1.1	Merksplas (Fluvius Antwerpen)	16
4.1.2	Bekkevoort (PBE)	16
4.2	Nieuwe knelpunten capaciteitsbehoefte	16
4.2.1	TS Damplein (Fluvius Antwerpen)	16
5	Geplande en uitgevoerde netinvesteringen	17
5.1	Distributiekabels en -lijnen	17
5.2	Posten en cabines	18
5.3	Aansluitingen en meetapparatuur	19
6	Capaciteitsbehoefte voor de integratie van decentrale productie en voor de elektrificatie	21
6.1	Technologische evoluties in de energietransitie	22
6.1.1	Elektromobiliteit	22
6.1.2	Warmtepompen	23
6.1.3	Decentrale productie	23
6.2	Capaciteitsbehoefte laagspanningsnet	24
6.2.1	Planning en ontwerp van nieuwe laagspanningsnetten	24
6.2.2	Planning en ontwerp van bestaande laagspanningsnetten	25
6.3	230 V-netten	26
6.3.1	Inventaris van de 230 V-netten	26

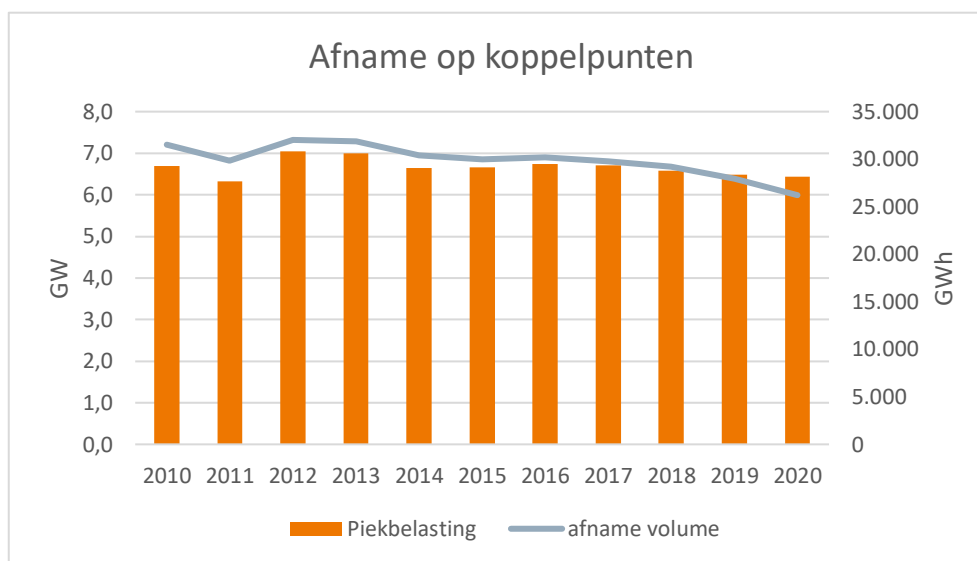
6.3.2	Ter beschikking stellen van een 400 V-net.....	28
6.4	Beoordeling laagspanningsbeleid	29
7	Energie-efficiëntie.....	31
	Bijlage 1: Technische en economische afweging van proactieve investeringen ten opzichte van gerichte investeringen bij capaciteitsproblemen	32

1 Managementsamenvatting

De netbeheerders moeten jaarlijks een investeringsplan elektriciteitsnetwerk indienen bij de VREG ter goedkeuring, conform Artikel 4.1.19 van het Energiedecreet¹. De investeringsplannen van het aardgasnetwerk worden in een apart rapport besproken. De investeringsplannen moeten aantonen dat de netbeheerders voldoen aan hun decretale verplichting om voldoende netcapaciteit aan te houden om de elektriciteitsbehoeften te dekken van de afnemers. Voor 1 juli 2020 dienden alle netbeheerders hun investeringsplan ter goedkeuring in. Het investeringsplan van de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, Elia, werd goedgekeurd². De investeringsplannen van de distributienetbeheerders werden in december 2020 afgekeurd³. De VREG vroeg om een aantal aanpassingen aan te brengen. Op 30 maart 2021 dienden de distributienetbeheerders hun aangepaste investeringsplannen opnieuw in. Dit rapport houdt rekening met de doorgevoerde aanpassingen.

Om te kunnen oordelen of de netbeheerders voldoende capaciteit aanhouden, dienen huidige belasting en toekomstige belasting geanalyseerd te worden. De focus van dit rapport is de capaciteit voor de komende 3 jaar. Vanaf volgend jaar dienen de netbeheerders investeringsplannen in met een investeringshorizon van 10 jaar.

De koppelpunten die het transmissienet verbinden met het middenspanningsnet vertonen gemiddeld in de afgelopen jaren een licht dalende trend voor afname, zie figuur i en dit zowel voor het volume als voor de (asynchrone) som van de afnamepieken.



Figuur i: Afname op koppelpunt tussen distributie- en transmissienet.

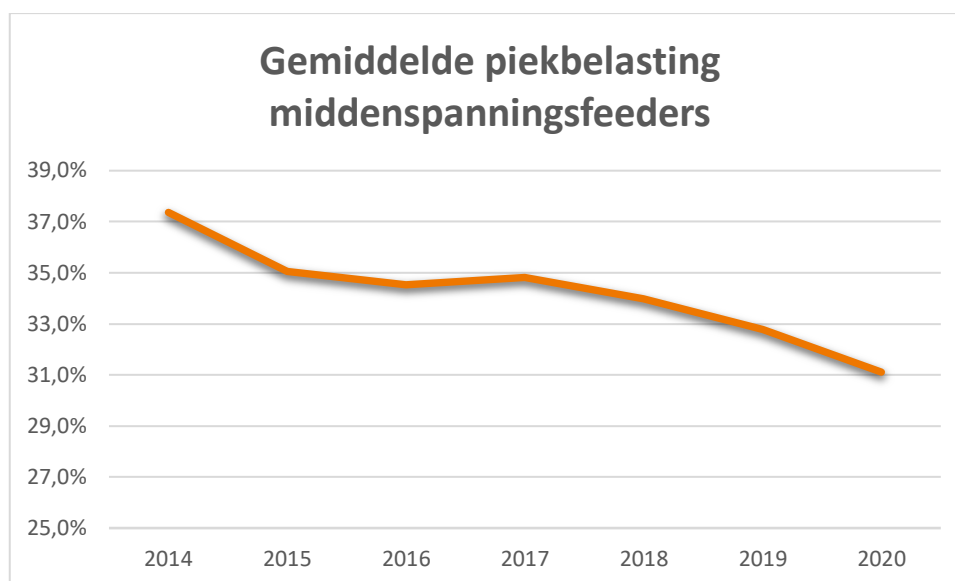
Bij injectie is zowel het volume als de geïnjecteerde piek op de koppelpunten vandaag verzameld op een beperkt aantal koppelpunten en heeft enkel daar een impact.

De belasting van de middenspanningsfeeders, zoals weergegeven op de figuur ii, vertoont een daling in de laatste jaren. Dit houdt in dat het middenspanningsnet op de korte termijn voldoende capaciteit heeft om bijkomende belasting en decentrale productie op te vangen.

¹ <https://codex.vlaanderen.be/Zoeken/Document.aspx?DID=1018092¶m=inhoud>

² <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2020-109>

³ <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2020-110> t/m besl-2020-119



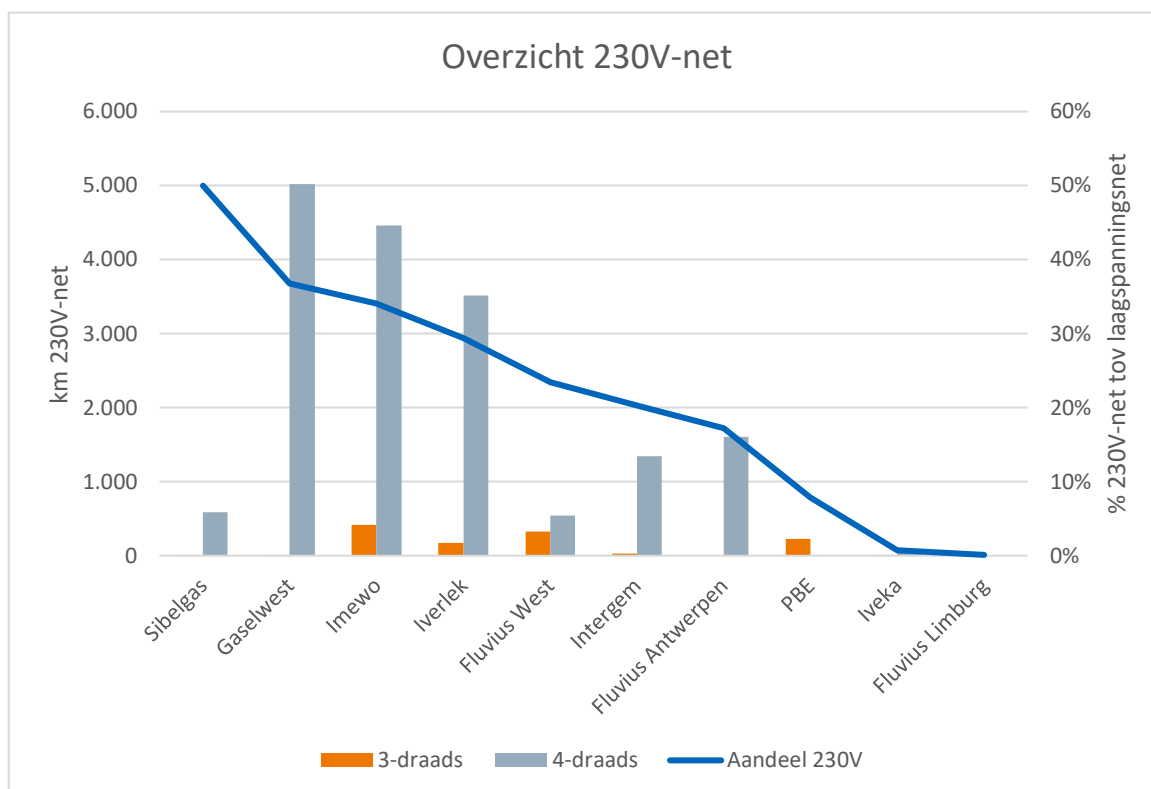
Figuur ii: Gemiddelde piekbelasting middenspanningsfeeders

Ook op laagspanning stelt de VREG op basis van de rapportering van Fluvius vast dat er behoudens uitzonderlijke lokale problemen voldoende capaciteit wordt voorzien in de komende drie jaar. Zowel de afname, door voornamelijk elektrische voertuigen en warmtepompen, als de decentrale productie, voornamelijk PV-panelen, zullen de komende jaren toenemen. Om hierop een antwoord te kunnen bieden hebben de distributienetbeheerders hun beleid rond het aanleggen van nieuwe kabels herzien. Zo zal er bij de dimensionering van nieuwe kabels worden verondersteld dat minstens 50% van de netgebruikers gelijktijdig een elektrische wagen kunnen laden aan 11 kW en alle netgebruikers een middelgrote PV-installatie kunnen aansluiten zonder dat er spanningsproblemen optreden.

Bestaande laagspanningsnetten worden niet structureel zonder aanleiding vervangen of opgewaardeerd. Wanneer er openbare nutswerken ingepland worden gaan de netbeheerders na of ze werken in synergie kunnen uitvoeren. Een technisch-economische analyse van de distributienetbeheerders heeft uitgewezen dat bij werken met synergie het economisch rendabel is om vervroegd een kabel evenwijdig met een bestaande kabel aan te leggen. De termijn waarbij het economisch voordeliger is om reeds proactief bijkomende capaciteit te creëren hangt af van het aandeel van synergie. Bij werken met 50% synergie bedraagt deze termijn ongeveer 6 jaar. Het is dus verstandiger om reeds vandaag bijkomende capaciteit te creëren indien de netbeheerder oordeelt dat de bijkomende capaciteit noodzakelijk is in de komende 6 jaar. De distributienetbeheerders zijn van mening dat bestaande 230V-netten, netten die meer dan 80% belast zijn en netten met een spanningsproblematiek een hoge kans hebben dat deze binnen een maximale termijn van 6 jaar verzaagd moeten worden. Daarom wordt synergie op deze netten benut. De netbeheerders trachten met deze werkwijze de maatschappelijke kost te beperken.

Het 230 V-net maakt vandaag nog een belangrijk deel uit van het laagspanningsnet in Vlaanderen. Deze netten hebben intrinsiek een lagere capaciteit dan een 400 V-net, waardoor de werkinggrenzen sneller bereikt kunnen worden. De distributienetbeheerders kiezen er niet voor om de bestaande 230 V-netten structureel te vervangen door een 400 V-net, maar om voor iedere netgebruiker versneld een 400 V-net ter beschikking te hebben. De 230 V-netten zijn technisch minder geschikt voor elektrische voertuigen, warmtepompen, batterijen en PV-installaties. De

VREG zal de aansluitbaarheid op 400 V, en de eventuele problemen in afwezigheid daarvan, van nabij opvolgen.



Figuur iii: Overzicht van het 230V-net per distributienetbeheerder

Op basis van de aangeleverde informatie kan besloten worden dat voor de komende drie jaren voldoende capaciteit wordt aangehouden door de netbeheerders. Vanaf 2022 zullen de netbeheerders lange termijn investeringsplannen⁴ indienen. Zo zal ook een evaluatie kunnen gemaakt worden van de beschikbare capaciteit rekening houdende met toekomstige evoluties.

De VREG is van mening dat de beschikbare meetgegevens van de reeds geïnstalleerde digitale meters de netbeheerder in staat moet stellen om in de toekomstige investeringsplannen zijn gehanteerde beleid te motiveren en waar nodig bij te sturen. Van de netbeheerder wordt hierbij een proactief beleid verwacht, teneinde klachten bij gebruikers te vermijden.

⁴ <https://docs.vlaamsparlement.be/pfile?id=1683388>

2 Inleiding

De netbeheerders moeten jaarlijks een investeringsplan voor hun elektriciteitsnetwerk indienen bij de VREG ter goedkeuring. De Technische Reglementen Distributie van Elektriciteit (TRDE) en Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit (TRPV) bepalen op welke wijze de netbeheerders de informatie omtrent de investeringsplannen ter beschikking moeten stellen. De investeringsplannen ingediend voor 1 juli 2020 met betrekking tot de investeringen in de komende 3 jaar werden door de netbeheerders tijdig ingediend bij de VREG. Voor de gevolgde aanpak van de beoordeling van de investeringsplannen verwijzen we naar de mededeling⁵ waarin het model voor het investeringsplan beschreven staat.

Na een grondige analyse keurde de VREG de investeringsplannen van de distributienetbeheerders niet goed. We vroegen om een update aan te leveren van de ingediende investeringsplannen tegen 31 maart 2021. Het voorliggende rapport houdt rekening met de gewijzigde investeringsplannen.

In het voorliggende rapport wordt in Hoofdstuk 3 de belastingsvoorspelling voor de volgende jaren besproken. We geven daarbij zowel een overzicht van de historiek van de belasting als het gehanteerde model van de netbeheerders alsook de voorspelling van de belasting van het net in de komende jaren. De capaciteitsbehoefte van het middenspanningsnet wordt in Hoofdstuk 4 besproken. In Hoofdstuk 5 worden de geplande en uitgevoerde netinvesteringen besproken. De capaciteitsbehoefte van het distributienet voor de energietransitie wordt in Hoofdstuk 6 besproken. Hierbij wordt een overzicht van de belangrijkste technologieën in de energietransitie gegeven en wordt daarbij besproken wat de mogelijke impact is op de capaciteitsbehoefte. Eveneens wordt het beleid rond de 230 V-netten geëvalueerd. Hoofdstuk 7 geeft een samenvatting van de maatregelen die de energie-efficiëntie van de infrastructuur van de netbeheerders verhoogt.

De nieuwe versie van de Europese Elektriciteitsrichtlijn (o.a. in de artikels 31 en 32) en de Elektriciteitsverordening⁶ uit het Clean Energy Package leggen op dat de lidstaten een regelgeving voor flexibiliteit op het distributienet en voor niet-frequentie gerelateerde ondersteunende diensten moeten uitwerken tegen 1 januari 2021. Deze nieuwe regelgeving zal een sterke wijziging inhouden van de bestaande regels. Voor het investeringsplan van de distributienetbeheerder van elektriciteit is er een rapporteringsmodel waarmee kan geoordeeld worden of er voldaan is aan de wettelijke verplichtingen. Het rapporteringsmodel dient gewijzigd te worden rekening houdend met de omzetting in Vlaamse wetgeving. De VREG heeft reeds een nieuw rapporteringsmodel ter publieke consultatie⁷ voorgelegd, voordat de omzetting in Vlaamse wetgeving finaal was goedgekeurd. Nu de omzetting finaal is goedgekeurd in het Vlaams Parlement⁸ zal het rapporteringsmodel, waar nodig en rekening houdend met de reacties op de consultatie, worden bijgestuurd.

⁵ <https://www.vreg.be/nl/document/mede-2014-02>

⁶ (EU) 2019/943 Richtlijn betreffende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en (EU) 2019/943 Verordening betreffende de interne markt van elektriciteit

⁷ <https://www.vreg.be/nl/document/cons-2021-01>

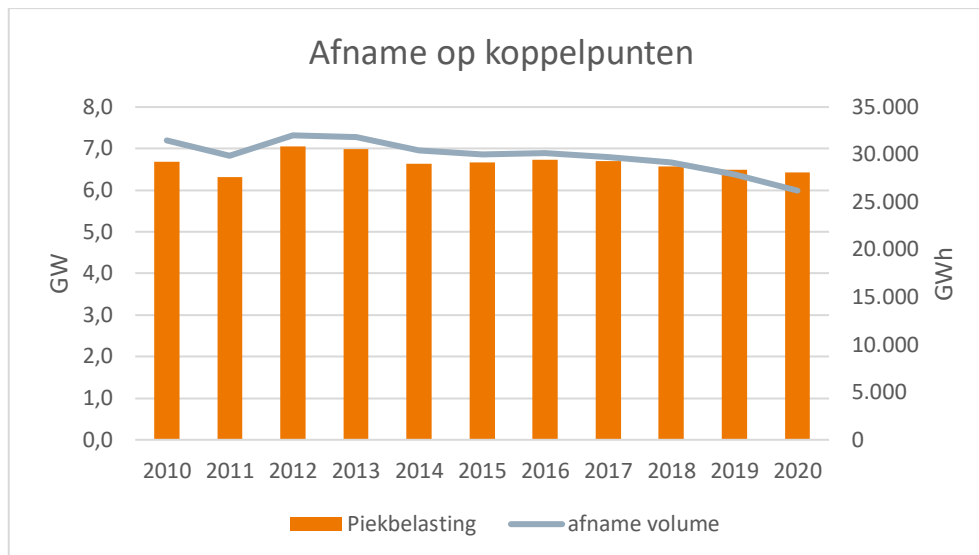
⁸ <https://www.vlaamsparlement.be/parlementaire-documenten/parlementaire-initiatieven/1480700#procedureverloop>

3 Belastingsvoorspelling voor de volgende jaren

Om de belastingsvoorspelling van de netbeheerders te beoordelen, wordt in eerste instantie naar de belasting van het net in de afgelopen jaren gekeken. Er kan aangenomen worden dat de organische ontwikkelingen van de netgebruikers in de komende jaren zal worden verdergezet. Daarnaast moet de voorspelling rekening houden met de verschillende Vlaamse doelstellingen die geformuleerd zijn in het kader van de energietransitie. Deze doelstellingen moeten verwerkt zijn in het gehanteerde model van de netbeheerders. Als laatste stap worden voorspellingen vergeleken met de netbelasting uit het verleden en duiden we de eventuele verschillen.

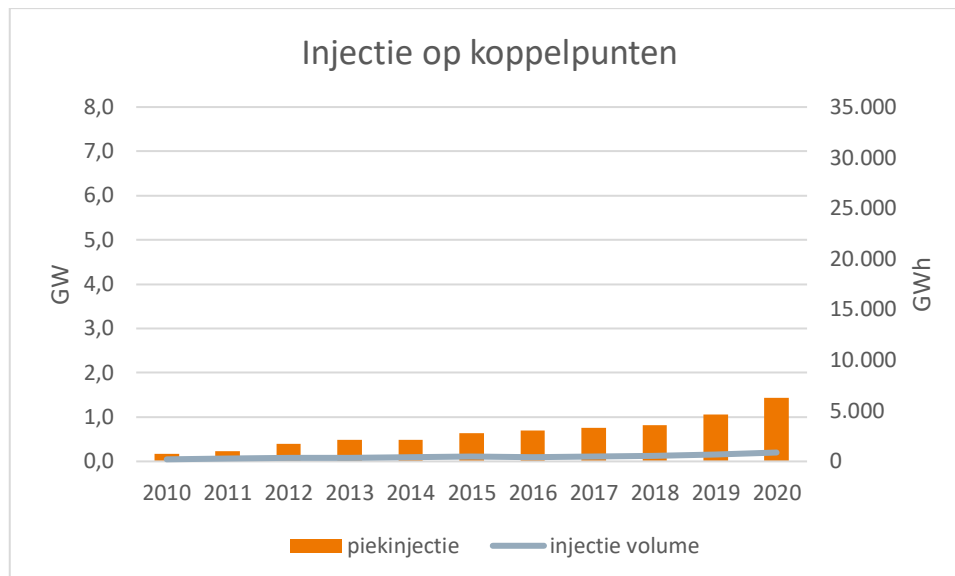
3.1 Historiek van de belasting

Als eerste stap wordt er naar de belasting op de koppelpunten gekeken, de verbindingen tussen het transmissie- en het distributienet. Figuur 1 toont de evolutie van de piekbelasting en van het afgenomen volume op de koppelpunten. De getoonde waarde van de afnamepiek is de som van de kwartuurpieken van de afzonderlijke koppelpunten. Het resultaat is te beschouwen als de asynchrone piek van het MS-net, die per definitie iets hoger is dan (minimaal gelijk is aan) de ogenblikkelijke, synchrone piek. De ogenblikkelijke piek van het MS-net vindt plaats tijdens de avond gedurende de wintermaanden. Doordat de fenomenen die de ogenblikkelijke piek het meest beïnvloeden (koude, afwezigheid van zon en wind) zich gelijktijdig voordoen op alle koppelpunten, ligt de ogenblikkelijke piek van het MS-net niet ver van de getoonde asynchrone piek. Zowel de piekbelasting als het afnamevolume over de laatste 10 jaar laten een dalende trend zien. De vermoedelijk belangrijkste reden hiervoor is dat er veel decentrale productie is bijgekomen op het midden- en laagspanningsnet waardoor er minder stroom moet getransporteerd worden vanuit het transmissienet. Dit geldt zeker voor het volume en op de meeste koppelpunten ook voor de piek. Anderzijds is er een stijgende energie-efficiëntie bij de afnemers waar te nemen waardoor er minder stroom nodig is om eenzelfde activiteit uit te voeren. Voor het jaar 2020 is de daling van het volume nog versterkt door de pandemie waardoor er een afname was van een aantal industriële en commerciële activiteiten.



Figuur 1: Afname op koppelpunt tussen distributie- en transmissienet.

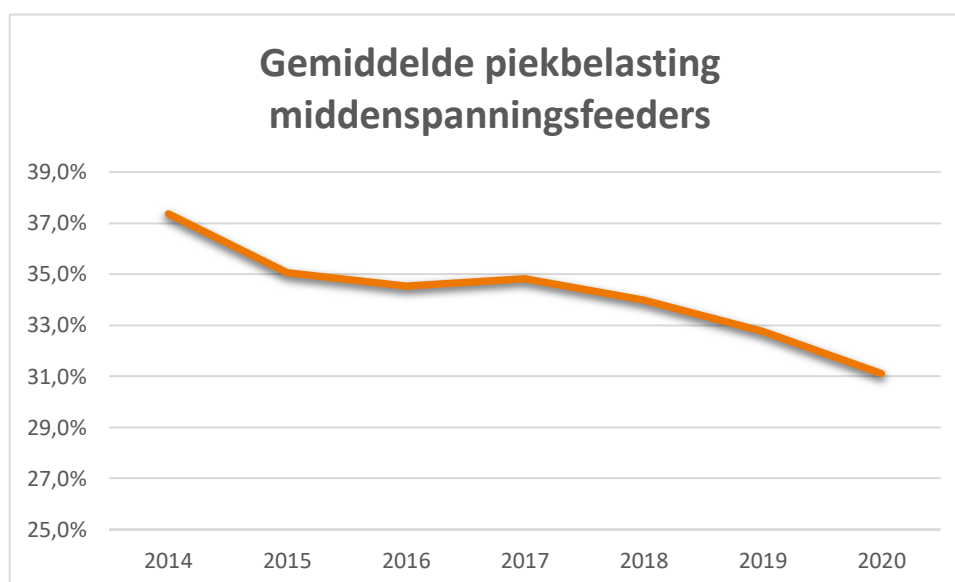
Als men naast de afnamevolumes en -pieken kijkt naar de injectievolumes en -pieken op de verschillende koppelpunten, dan zien we een ander beeld in Figuur 2 (met gebruik van dezelfde schaal). Zowel de volumes als de asynchrone piek door injectie zijn vandaag nog zeer beperkt ten opzichte van de afnames op de koppelpunten. De toenemende decentrale productie op midden- en laagspanning zorgt voor een stijgende injectiebelasting van de koppelpunten. Voornamelijk in de laatste 2 jaar is deze stijging duidelijk waar te nemen. De waargenomen injectiepiek wordt vandaag door een beperkt aantal koppelpunten gecreëerd. Dit zijn de gebieden waar we een concentratie aan decentrale productie op het middenspanningsnet vinden, zoals de haven van Antwerpen en gebieden met een concentratie aan glastuinbouw. Algemeen kan men stellen dat op de koppelpunten er geen probleem is om de toenemende decentrale productie op te vangen. Wel verwachten we in de komende jaren dat er enkele koppelpunten moeten versterkt worden omwille van de toenemende decentrale productie.



Figuur 2: Injectie op koppelpunt tussen distributie- en transmissienet.

Vervolgens moeten de distributienetbeheerders in de investeringsplannen de bestaande piekbelastingen van de vertrekkende middenspanningsfeeders uit de transformatorstations voor het voorbije jaar inventariseren. Deze inventarisatie wordt gegenereerd vanuit de SCADA systemen⁹ van de netbeheerders.

In Figuur 3 wordt de evolutie weergegeven van de gemiddelde piekbelasting door afname van de Vlaamse middenspanningsfeeders.



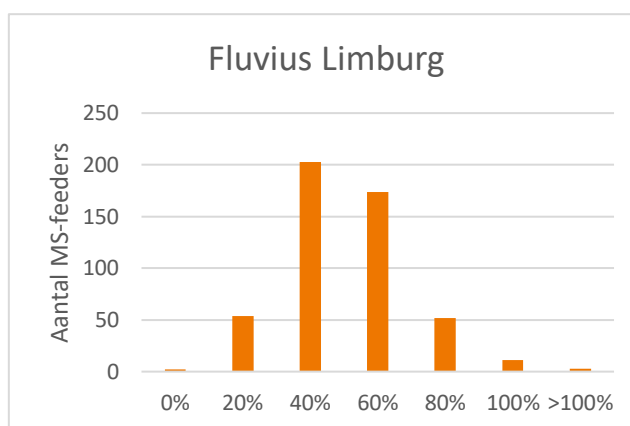
Figuur 3: Gemiddelde piekbelasting middenspanningsfeeders

⁹ 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.

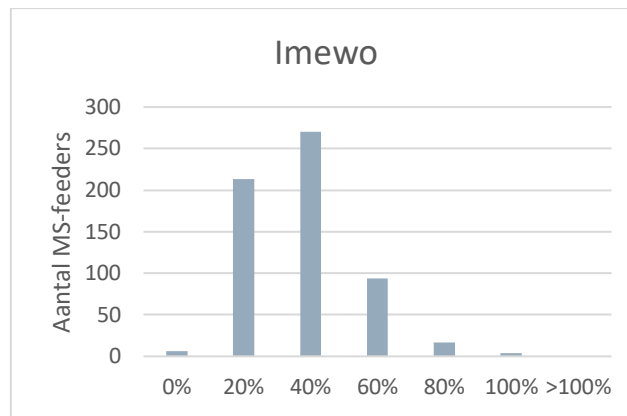
Men kan vaststellen dat de gemiddelde piekbelasting door afname van de middenspanningsfeeders voornamelijk in de laatste 3 rapporteringsjaren is gedaald. Als verklaring voor deze daling kunnen 2 mogelijke oorzaken worden aangehaald. Door een stijging van het aantal middenspanningsfeeders (+3%) wordt de belasting meer gespreid. Daarnaast daalt de gemiddelde piekbelasting ook door de stijgende decentrale productie in het midden- en laagspanningsnet.

De toenemende elektrificatie van de Vlaamse mobiliteit aangesloten op het laagspanningsnet zal in de toekomst zeker een impact hebben op het middenspanningsnet. Met een gemiddelde piekbelasting door afname van het Vlaamse middenspanningsnet van 31% beschikt het net nog over marge om de evoluties op de korte termijn op te vangen.

De gemiddelde belasting geeft een goed beeld over het volledige middenspanningsnet, maar het zegt niets over de verdeling van de belasting over de verschillende feeders. Van de feeders die de 100% piekbelasting benaderen wordt door de netbeheerder een studie gemaakt die kan resulteren in een ruggengraatversterking die in de komende jaren kan gebudgetteerd worden. Een feeder die meer dan 80% belast is, zal een grotere kans hebben dat hij binnen enkele jaren moet versterkt worden dan een feeder die vandaag voor 20% belast is. De spreiding van de piekbelasting van de feeders is verschillend bij alle distributienetbeheerders. Als voorbeeld wordt de spreiding van de belasting van de middenspanningsfeeders van de netbeheerders Fluvius-Limburg (Figuur 4) en Imewo (Figuur 5) weergegeven.



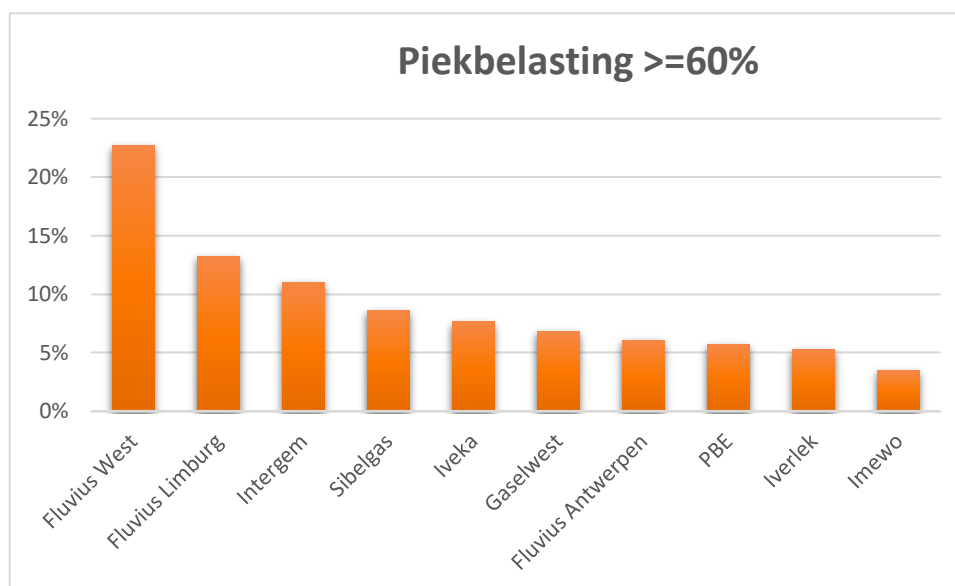
Figuur 4: Verdeling belasting van de MS-feeders, Fluvius-Limburg



Figuur 5: Verdeling belasting van MS-feeders, Imewo

Bij netbeheerder Fluvius-Limburg heeft ongeveer de helft van de feeders een belasting van 40% of lager, terwijl dit in Imewo gebied ongeveer 80% bedraagt. Op de lange termijn is dus te verwachten dat in Fluvius-Limburg gebied relatief meer geïnvesteerd zal moeten worden om de toekomstige energietransitie op te vangen dan in Imewo gebied.

Figuur 6 geeft het aandeel van de middenspanningsfeeders weer waarvan de piekbelasting 60% of meer bedraagt van de nominale belasting.



Figuur 6: Aandeel van de MS-feeders per DNB met min 60% belasting

Men kan vaststellen dat bij de distributienetbeheerder Fluvius-West 23% van de middenspanningsfeeders een piekbelasting heeft van meer dan 60% van de nominale belasting. Het is dan ook te verwachten dat in de nabije toekomst er hier meer investeringen moeten gepland

worden om het middenspanningsnet te versterken. Dit zal opgevolgd worden in de toekomstige investeringsplannen.

3.2 Model

Zowel de distributienetbeheerders als de plaatselijk vervoernetbeheerder van elektriciteit stelden een belastingsvoorspelling voor de komende jaren op. De gehanteerde groeiprognozes lopen sterk uiteen.

3.2.1 Plaatselijk vervoernet van elektriciteit

Als er een groei is van de elektriciteitsvraag in bepaalde regio's waardoor er een uitbreiding van de transformatiecapaciteit van hoog- naar midden- en laagspanning vereist is, dan zal Elia een project uitvoeren om de capaciteit van het betrokken koppelpunt te verhogen, in overleg met de betrokken beheerders van de gekoppelde midden- en laagspanningsnetten.

De onthaalcapaciteit wordt per onderstation opgevolgd via gegevensuitwisseling met alle netbeheerders. Een samenwerkingsovereenkomst tussen de beheerder van het distributienet en de beheerder van het transmissie- en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit legt vast welke informatie er wordt uitgewisseld tussen de verschillende netbeheerders. Zo wordt er steeds een adviesvraag gestuurd naar Elia als er een aanvraag voorligt voor aansluiting van decentrale productie met een vermogen van minstens 400 kVA.

De beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit baseert de belastingsvoorspelling voor de komende jaren op het NEKP (Nationaal Energie- en Klimaat Plan).

3.2.2 Distributienet - middenspanning

3.2.2.1 *Afnamepieken*

In het verleden aligneerden de distributienetbeheerders hun belastingsvoorspelling van de middenspanningsfeeders op de prognose van de transmissienetbeheerder. Door de verscheidenheid in ontwikkeling in verschillende regio's blijken vaste groeipercentages niet representatief voor het afnamevermogen. Onder de vele dimensioneringsfactoren van de elektriciteitsnetten spelen de verbruiksverwachtingen en de aansluiting van nieuwe decentrale productie op lokaal niveau een belangrijke rol. Daarnaast zijn er, in bepaalde regio's, elektrificatieprojecten met een grote impact op het distributienet zoals uitrolplannen van e-bussen van De Lijn, walstroom in de havens enz.

De aannames die de distributienetbeheerders hanteren in hun model zijn gebaseerd op het Vlaams Energie- en klimaatplan (VEKP) 2021-2030¹⁰. De doelstellingen uit het VEKP zijn aannames om de toekomstige impact op het distributienet in te schatten.

Een belangrijke parameter om de toekomstige toename in te schatten zijn het aantal elektrische voertuigen. De distributienetbeheerders gaan er vandaag vanuit dat tegen 2030 ca. 20% van het wagenpark elektrisch zal zijn en dat in 2030 ca. 50% van de nieuwe voertuigen een elektrische wagen zal zijn. De distributienetbeheerders verwachten dat er in 2030 ca. 1 miljoen elektrische voertuigen in Vlaanderen zullen zijn. De distributienetbeheerders verwachten zeker vanaf 2026 een groeiversnelling omwille van de federale regels rond bedrijfswagens.

Vanuit het VEKP hebben de distributienetbeheerders de volgende cijfers voor elektrische voertuigen in 2025 geïnterpoleerd:

- 200.000 batterij elektrische wagens (BEV);
- 150.000 plug-in hybride wagens (PHEV).

Het aantal bijkomende warmtepompen in 2030 zal volgens het VEKP jaarlijks toenemen van 4.550 eenheden in 2021 tot 12.000 eenheden in 2030. Dit relatief lage aantal bijkomende warmtepompen heeft verspreid over Vlaanderen een geringe invloed op de belasting van het net. Als deze warmtepompen verdeeld worden over alle Vlaamse distributiecabinen, dan zal de afnamepiek op de distributiecabinen in de komende 3 jaar met ca 1,5% toenemen, of een minimale stijging.

De afname van stroom ten gevolge van industriële activiteit wordt voor de eerst komende jaren als een constante beschouwd. Als argumentatie geven de distributienetbeheerders hiervoor:

- In het jaar 2020 was er een dip in het verbruik door de corona pandemie;
- Het herstel van de corona pandemie zal wellicht langer dan 1 jaar in beslag nemen;
- De toenemende energie-efficiëntie in de industrie;
- Het energieverbruik in de afgelopen jaren kende een vlak verloop.

3.2.2.2 *Injectiepieken*

De injectiepieken op het distributienet zijn afkomstig van de aanwezige decentrale productie. Op het Vlaamse distributienet zijn er voornamelijk 3 types van decentrale productie aanwezig, namelijk: PV, wind en WKK. Dit zullen ook in de toekomst de voornaamste bronnen van decentrale productie blijven. Om de toekomstige impact in te schatten op het distributienet moet men rekening houden met het profiel van het type van productie. PV produceert het meest in de lente en zomer, terwijl wind de grootste productie heeft tijdens de herfst en winter. Voor de WKK installaties veronderstellen de distributienetbeheerders een constante productie van de reeds operationele installaties.

Volgens het VEKP zal het vermogen aan zonne-energie tussen 2020 en 2025 met 1.500 MW stijgen.

¹⁰ <https://energiesparen.be/vlaams-energie-en-klimaatplan-2021-2030>

Ook voor wind heeft het VEKP doelstellingen geformuleerd, maar de distributienetbeheerders houden hiermee geen rekening voor de belastingsvoorspelling van de middenspanningsfeeders. Hiervoor geven ze volgende redenen op:

- Windprojecten zijn steeds projectgebonden en kunnen dus niet verdeeld worden over alle MS-feeders;
- In 2010 bedroeg het vermogen van een windturbine ca. 2 MW, actueel bedraagt dit 5 MW of meer, waardoor de aansluitbaarheid op een bestaande MS-feeder verkleint;
- Windturbines worden hoofdzakelijk aangesloten in clusters of achter grote industriële afnemers.

Hieruit volgt dat nieuwe windturbines, op het distributienet, meestal zullen aangesloten worden door nieuwe MS-feeders die rechtstreeks verbonden zijn met het koppelpunt naar het bovenliggende net.

3.3 Voorspelling

3.3.1 Plaatselijk vervoernet van elektriciteit

Conform het NEKP¹¹ neemt de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit een inschatting van de groei van het stroomverbruik van 0,75% op jaarbasis in de komende jaren aan. Deze evolutie zal in de komende jaren geen problemen veroorzaken op de koppelpunten. Lokaal kan een aanvraag tot aansluiting van een productie-installatie wel mogelijks leiden tot een versterking van de koppelpunten.

3.3.2 Distributienet - middenspanning

Het residentiële deel van de belasting op de middenspanningsfeeders zal naar verwachting tegen 2025 met ca. 11% stijgen. Het industriële deel van de belasting zal daarentegen niet toenemen. Afhankelijk van de verhouding residentieel – industrieel zal de stroomafname op de middenspanningsfeeders toenemen tussen 0% en 5% tegen 2024 ten opzichte van 2020. Deze groeivoorspelling kan in het algemeen door het middenspanningsnet geabsorbeerd worden. Lokaal zal wel een versterking van een enkele feeder noodzakelijk zijn. De distributienetbeheerders verwachten in de komende jaren een duidelijke trendbreuk tussen de lichte daling van de gemiddelde belasting in het recente verleden en een lichte stijging in de nabije toekomst. Men stelt ook vast dat de stijging voornamelijk wordt verwacht vanuit het laagspanningsnet. Een verdere toelichting van het investeringsbeleid in het laagspanningsnet wordt in Hoofdstuk 6 gegeven.

¹¹ <https://www.nationaalenergieklimaatplan.be/nl/wat-is-het-nekp#het-definitief-plan>

4 Capaciteitsbehoefte middenspanningsnet

4.1 Geweigerde decentrale productie

Een goede indicatie of de netbeheerder voldoende capaciteit aanhoudt zijn de geweigerde aansluitingen. In 2019 werd 35,4 MVA WKK (Fluvius Antwerpen, Merksplas) en 7 MVA Wind (PBE, Bekkevoort) geweigerd.

4.1.1 Merksplas (Fluvius Antwerpen)

Het onderstation TS Koekhoven is in april 2016 in dienst genomen. Dit onderstation is niet redundant uitgevoerd maar zoals overeengekomen met Elia bijkomend voorzien van een trunk-verbinding op 15 kV met een N-1 capaciteit van 10 MVA (redundantie voor afname). Intussen is de capaciteit van het nieuwe onderstation TS Koekhoven reeds volledig benut door de opgebouwde lokale producenten (WKK) en afnemers. Er zijn ondertussen verschillende aanvragen tot verzwaring van bestaande WKK's ontvangen alsook een aanvraag voor een bijkomende WKK. Fluvius meldt dat er in 2019 ten belope van 35,4 MVA aan decentrale productie is geweigerd omwille van verzadiging van het koppelpunt.

Om deze congestie aan te pakken heeft Elia de geplande investering van een bijkomende transformator (50 MVA) vooruitgeschoven van 2023 naar 2021. Er is reeds een reserveveld aanwezig, dus het gaat hier enkel over de plaatsing van een bijkomende transformator. Deze realisatie is ingepland voor het tweede kwartaal van 2021.

4.1.2 Bekkevoort (PBE)

In 2019 werd er een aanvraag van 7 MVA decentrale productie (wind) formeel geweigerd door de netbeheerder. De reden die de netbeheerder opgeeft is onvoldoende capaciteit om de bijkomende decentrale productie te onthalen.

Er is door de netbeheerder een globale omgevingsstudie opgestart om oplossingen te zoeken om de decentrale productie alsnog te onthalen op het distributienet.

4.2 Nieuwe knelpunten capaciteitsbehoefte

4.2.1 TS Damplein (Fluvius Antwerpen)

Door een aanvraag tot aansluiting van laadinfrastructuur van e-bussen dringt een mogelijke versterking van transformatorstation Damplein zich op. Er dient nog afgestemd te worden tussen alle partijen, aanvrager-Fluvius-Elia, met betrekking tot de uitrolplanning en de beschikbare capaciteit op de verschillende netten.

5 Geplande en uitgevoerde netinvesteringen

5.1 Distributiekabels en -lijnen

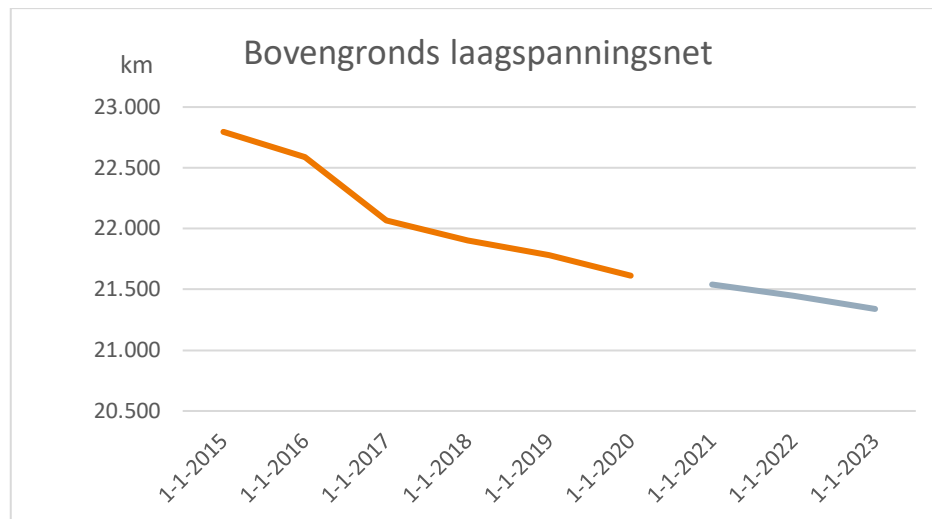
De netbeheerders rapporteren aan de hand van de gegevenstabel uit het model de geplande vervangingen, uitbreidingen en slopingen van de belangrijkste netcomponenten. Tabel 1 geeft de evolutie weer van de werkelijke toestand op 1 januari van het rapporteringsjaar naar de geplande toestand op 1 januari van de komende twee jaar met betrekking tot de distributiekabels en -lijnen.

De kolom “wijziging in toestand in 2021” geeft per type netcomponent de aanpassing weer die gepland is voor het komende jaar. Dit wordt berekend als het verschil tussen de geplande toestand op 1 januari 2022 en de geplande toestand op 1 januari 2021. In de kolom “relatieve wijziging in toestand in 2021” wordt de procentuele evolutie weergegeven.

Tabel 1: Overzicht netcomponenten kabels en lijnen.

Overzicht netcomponenten		toestand op 1/1/2020	geplande toestand op 1/1/2021	geplande toestand op 1/1/2022	wijziging in toestand in 2021	relatieve wijziging in toestand in 2021
Middenspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	172.162	113.009	103.009	-10.000	-8,8%
Ondergrondse kabel	(meter)	46.148.400	46.560.539	46.915.386	354.847	0,8%
Totaal lijnen en kabels middenspanning	(meter)	46.320.562	46.673.548	47.018.395	344.847	0,7%
Laagspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	424.758	358.751	285.433	-73.318	-20,4%
Bovengrondse Bundelkabel	(meter)	21.188.211	21.181.383	21.163.357	-18.026	-0,1%
Ondergrondse kabel	(meter)	63.492.332	64.209.013	64.974.114	765.101	1,2%
Totaal lijnen en kabels laagspanning	(meter)	85.105.301	85.749.147	86.422.904	673.757	0,8%

Het Vlaamse laagspanningsnet is voor 74,6% ondergronds. Figuur 7 geeft de evolutie van de totale lengte van het Vlaamse bovengrondse laagspanningsnet weer. De dalende trend zal door de geplande investeringen in de komende 3 jaar worden verder gezet. Vanwege de relatief hoge kost van ondergrondse netten blijven de netbeheerders (vooral landelijk) een deel van het net bovengronds aanleggen. PBE, Gaselwest en Fluvius-West hebben nog veel bovengronds laagspanningsnet. Het ondergronds brengen van het net heeft een positieve impact op de betrouwbaarheid. Het middenspanningsnet is nagenoeg volledig ondergronds in Vlaanderen.



Figuur 7: Evolutie bovengronds laagspanningsnet in Vlaanderen.

5.2 Posten en cabines

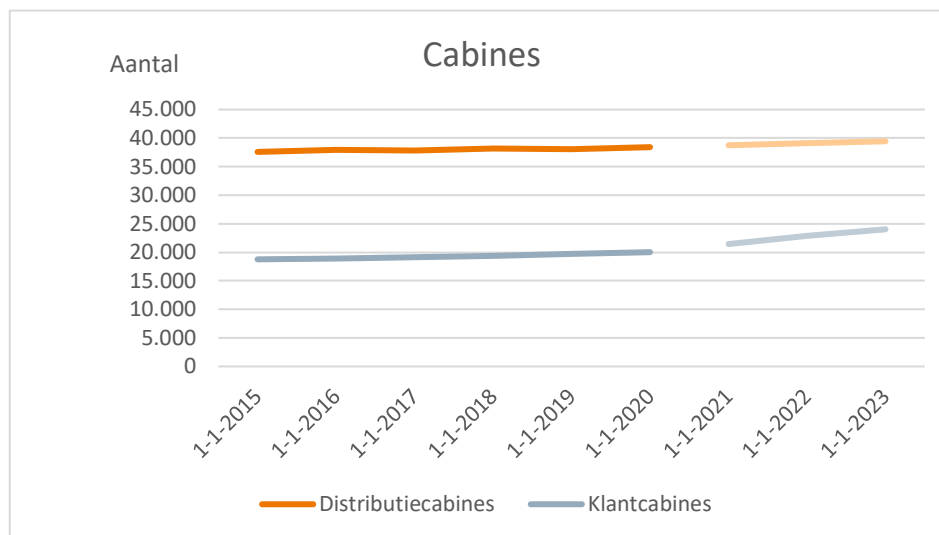
Tabel 2 geeft de evolutie weer van de werkelijke toestand op 1 januari van het rapporteringsjaar naar de geplande toestand op 1 januari van de komende twee jaar met betrekking tot de distributieposten en -cabines.

Tabel 2: Overzicht netcomponenten posten en cabines.

Overzicht netcomponenten		toestand op 1/1/2020	geplande toestand op 1/1/2021	geplande toestand op 1/1/2022	wijziging in toestand in 2021	relatieve wijziging in toestand in 2021
Posten (middenspanning)						
Transformatorstations	(aantal)	285	286	286	0	0,0%
Schakelposten	(aantal)	1.003	1.010	1.022	12	1,2%
Cabines (middenspanning/laagspanning)						
Klantcabines	(aantal)	20.013	21.435	22.886	1.451	6,8%
Distributiecabines	(aantal)	38.408	38.747	39.081	334	0,9%

Transformatorstations en schakelposten zijn ingrijpende investeringen in het middenspanningsnet en worden op lange termijn ingepland. Voor de transformatorstations is er afstemming met de bovenliggende netbeheerder noodzakelijk. Voor de afname worden er in de toekomst geen investeringen gepland in bijkomende koppelpunten. De verwachting is dat op lange termijn een aantal koppelpunten zullen verzwaaard worden.

Figuur 8 toont dat in de afgelopen jaren het aantal distributie- en klantencabines licht is gestegen. Op de korte termijn zien we dat de distributienetbeheerders deze trend aanhouden in hun budgetten voor de distributiecabines. Voor de klantcabines wordt meer groeimarge genomen. Deze ruimere groeimarge wordt enerzijds verklaard door de afstemming van de budgetmethodieken van de ex-Eandis en ex-Infrax netbeheerders en anderzijds verwacht Fluvius een toename van het aantal snelladers bij klanten waardoor er meerdere klantcabines moeten voorzien worden.



Figuur 8: Evolutie aantal distributie- en klantcabines in het Vlaamse distributienet.

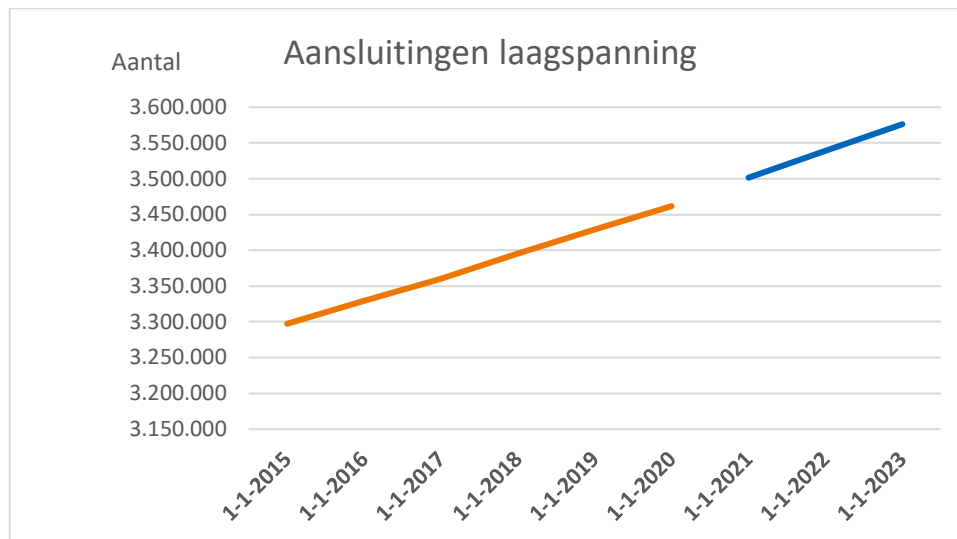
5.3 Aansluitingen en meetapparatuur

Tabel 3 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 met betrekking tot de aansluitingen en meetapparatuur.

Tabel 3: Overzicht netcomponenten aansluitingen en meetapparatuur.

Overzicht netcomponenten		toestand op 1/1/2020	geplande toestand op 1/1/2021	geplande toestand op 1/1/2022	wijziging in toestand in 2021	relatieve wijziging in toestand in 2021
Aansluitingen						
Aansluitingen middenspanning	(aantal)	20.623	22.417	24.199	1.782	7,9%
Aansluitingen laagspanning	(aantal)	3.461.707	3.501.493	3.538.968	37.475	1,07%
Aansluitingen productie-installaties	(aantal)	6.049	6.278	6.554	276	4,4%
Meetapparatuur						
Facturatie meters middenspanning	(aantal)	20.695	22.718	24.775	2.057	9,1%
Facturatie meters laagspanning	(aantal)	3.677.753	3.726.215	3.770.944	44.729	1,2%
Budget meters	(aantal)	135.026	142.804	148.691	5.887	4,1%

De laagspanningsaansluitingen zijn in de afgelopen jaren gestegen met 0,8% op jaarbasis. Op de korte termijn zien we dat de distributienetbeheerders deze trend lichtjes verhogen naar een stijging van 1% op jaarbasis.



Figuur 9: Aantal aansluitingen op het Vlaamse laagspanningsnet.

6 Capaciteitsbehoefte voor de integratie van decentrale productie en voor de elektrificatie

De Europese Commissie heeft recent, in het kader van de Green Deal, de 2030 doelstelling voor de reductie van broeikasgasemissies aangescherpt van 40% naar ‘minstens 55%’ tegenover 1990. Deze Europese Green Deal is een nieuwe groeistrategie die de EU moet omvormen tot een “eerlijke en welvarende samenleving, met een moderne, hulpbronnenefficiënte en concurrerende economie, waar vanaf 2050 netto geen broeikasgassen meer worden uitgestoten en economische groei is losgekoppeld van het gebruik van hulpbronnen”.¹² In het kader van de komende herziening van de Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED II) 2018/2001 – die voorzien wordt begin juli 2021 - wordt verwacht dat de doelstelling inzake hernieuwbare energiebronnen verhoogd zal worden naar 38 tot 40% tegen 2030. Deze verhoogde doelstellingen zullen naar alle waarschijnlijkheid vertaald (moeten) worden naar regionale en lokale doelstellingen. Deze zullen dan, door een gepast beleid, op het laagspanningsnet wellicht een verhoging betekenen van de vraag naar PV, warmtepompen en elektrische voertuigen. Deze elektrificatie van het Vlaamse energielandschap zal een technische en financiële uitdaging betekenen voor de netbeheerders in de komende jaren. Eén van de Europese pijlers binnen de nieuwe Elektriciteitssysteemintegratiestrategie heeft ook uitsluitend betrekking op “Elektrificatie”.¹³ De Europese Commissie verwacht daarbij dat het aandeel van elektriciteit in het finaal energiegebruik zal stijgen van 23% nu naar 40-50% in 2050 en dat de elektriciteitsvoorziening zeer sterk hernieuwbaar zal zijn (84%).

De laagspanningsnetten zijn nu nog voldoende sterk gedimensioneerd voor de huidige behoeften. De netbeheerders zullen, om aan hun decretale verplichtingen te voldoen, weldra keuzes moeten maken. De netbeheerders zijn immers verplicht om alle huishoudelijke netgebruikers niet enkel een aansluiting te geven op het distributienet, maar moeten ook, mits een redelijke inspanning, de netgebruikers toegang verlenen tot het distributienet. De keuzes die de netbeheerders hebben om dit te realiseren zijn het vroegtijdig versterken van bestaande netten of al dan niet vrijwillige tijdelijke beperking van de toegang en/of het flexibel aansturen van afnemers, al dan niet via een marktmechanisme. Zoals aangegeven in de inleiding van dit rapport wordt in de recente wijziging van het Energiedecreet het kader vastgelegd om de afweging tussen die verschillende opties te maken.¹⁴

De belangrijkste evoluties in de elektrificatie van het Vlaamse energielandschap worden hieronder per technologie besproken.

¹² Comm. From the EU Commission, “The European Green Deal”, 11 december 2019, te consulteren op: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN> en Comm. Staff Working document, Impact Assessment, Accompanying the document Comm from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions, “Stepping up Europe’s 2030 climate ambition, Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”, 17 september 2020, te consulteren op: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_en.pdf.

¹³ Comm from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, 8 juli 2020, te consulteren op: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN>.

¹⁴ Ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU, *Parl.St.* VI.Parl. 2021-2021, nr. 663/1.

6.1 Technologische evoluties in de energietransitie

6.1.1 Elektromobiliteit

Een Europese Richtlijn heeft de autoconstructeurs verplicht om de CO₂ uitstoot van de gebouwde wagens te reduceren in de komende jaren. Bijgevolg hebben de autobouwers hun strategie aangepast waardoor er volop wordt ingezet op elektrische voertuigen, deze zullen dan ook hun weg vinden naar het Vlaamse wagenpark in de nabije toekomst.

De distributienetbeheerders hebben tussen 2016 en 2020 in Vlaanderen reeds een infrastructuur aan publieke laadpalen geplaatst in samenwerking met steden en gemeenten. Een overzicht van het aantal laadpunten is weergegeven in Tabel 4. De publieke laadpunten hebben een typische capaciteit van 11 kW en zijn ingepast in het bestaande laagspanningsnet. In de komende jaren zal dit aantal verder groeien. Daarnaast zijn reeds een beperkt aantal snellaadstations geïnstalleerd op middenspanning voornamelijk langs snelwegen.

Tabel 4: aantal publieke laadpunten per distributienetbeheerder

Distributienetbeheerder	# laadpunten
Gaselwest	380
Intergem	426
Iveka	204
Iverlek	526
Fluvius Antwerpen	204
Fluvius Limburg	88
FLuvius West	36
Imewo	498
PBE	12
Totaal	2.374

Naast de publieke laadinfrastructuur zullen de elektrische voertuigen ook massaal worden opgeladen aan de eigen woning van de netgebruikers. Eveneens zullen laadpunten aan parkings (winkels,...), bij werkgevers of elders worden opgericht in de komende jaren. De impact op het distributienet zal significant zijn.

Momenteel stellen de netbeheerders vast dat de eerste elektrische wagens goed geabsorbeerd worden door het bestaande laagspanningsnet. Bij een verdere toename van het Vlaamse elektrische wagenpark zal het distributienet op vele plaatsen aan zijn limieten komen door het gelijktijdig opladen aan eerder hoge oplaadvermogens van de wagens. Om de impact van een toenemende elektromobiliteit te kennen heeft Fluvius een aantal scenario's laten analyseren¹⁵. De eerste resultaten tonen dat "traag laden thuis" leidt tot een verdubbeling van het aantal elektrische wagens dat het bestaande distributienet kan absorberen. Verder wordt een spreiding van het laden als belangrijkste maatregel aangehaald om het aantal elektrische wagens dat het distributienet kan opladen te maximaliseren. De invoering van het capaciteitstarief in de loop van 2022 is een tarifaire

¹⁵ <http://www.synergriid.be/index.cfm?PageID=20914>

maatregel die erop gericht is om een rationeel gebruik van de capaciteit van het net te stimuleren, door op individueel niveau de maximale capaciteit te beperken.

6.1.2 Warmtepompen

Voor de verwarming van woningen wordt bij nieuwbouwwoningen en bij renovatieprojecten vaker gekozen voor elektrische warmtepompen. Voor de distributienetbeheerder is dit een meervoudige uitdaging. De piek van de verwarmingsvraag valt samen met de elektrische piekvraag. Beide pieken zullen in de toekomst moeten ontkoppeld worden om de gevraagde capaciteit vlot te kunnen opvangen door het huidige laagspanningsnet.

Het goed inschatten van toekomstige afnamecapaciteiten is een uitdaging voor de distributienetbeheerders. Voor warmtepompen is er geen meldingsplicht door de netgebruikers. Volgens het Vlaams Energie- en Klimaatplan 2021-2030 wordt er verwacht dat er in 2030 ca. 12.000 warmtepompen jaarlijks zullen bijkomen. Dit is dus een heel klein aandeel ten opzichte van het totale aantal netgebruikers. Algemeen verwachten de distributienetbeheerders dan ook geen problemen door de inzet van warmtepompen. De uitzondering hierop zijn de nieuwe wijken waar er geen aardgas- of warmtenet is voorzien.

Zoals hierboven gesteld kan het capaciteitstarief gezien worden als een stimulerende maatregel om de afnamepieken van het elektrische laagspanningsnet af te vlakken.

6.1.3 Decentrale productie

Naast de ingezette elektrificatie aan de afnamezijde zal in de toekomst het aanbod aan lokale hernieuwbare energiebronnen toenemen. De drijvende kracht achter deze toename is enerzijds de steeds dalende investeringskost voor deze technologieën, en anderzijds het beleid om de vooropgestelde doelstellingen inzake hernieuwbare energie te halen. De distributienetbeheerders verwachten eveneens dat de groei in de komende jaren zichtbaar zal versnellen.

De voornaamste decentrale productietechnologie op het laagspanningsnet is PV. Het VEKP stelt een toename van 1.500 MW in 2025 ten opzichte van 2020 voorop. De distributienetbeheerders verwachten dat hiervan ongeveer 65% op het laagspanningsnet zal aangesloten worden. Deze toename zal op een aantal plaatsen voor spanningsproblemen leiden. Door de relatieve onvoorspelbaarheid van de exacte locatie van de bijkomende decentrale productie zullen de netbeheerders enerzijds proactief moeten inspelen en anderzijds mogelijkheden ter beschikking hebben om de extra aanvragen flexibel op te vangen, al dan niet in afwachting van een bijkomende netinvestering. De netbeheerders moeten bij hun investeringsbeleid steeds de maatschappelijke kost optimaliseren. Proactieve investeringen, flexibiliteit en investeringen bij capaciteitsproblemen zullen steeds in balans moeten zijn. In Vlaanderen worden digitale meters versneld uitgerold, in lijn met Europese vereisten: minstens 80% van de digitale meters worden geïnstalleerd tegen eind 2024 en ten laatste tegen 1 juli 2029 wordt een volledige uitrol gerealiseerd. Digitale meters zorgen er mee voor dat het elektriciteitsnet efficiënter zal kunnen gebruikt worden. Zo worden maatschappelijke kosten geoptimaliseerd.

6.2 Capaciteitsbehoefte laagspanningsnet

Onder andere op basis van bovenstaande evoluties maken de netbeheerders inschattingen van de benodigde capaciteit op het laagspanningsnet. Op basis van deze inschattingen worden de toekomstige netinvesteringen bepaald die noodzakelijk zijn. Hierbij wordt onder meer onderzocht of volgende parameters binnen de operationele werkinggrenzen van het distributienet blijven:

- De maximale stroom mag niet leiden tot thermische overbelasting van de netelementen;
- De spanning moet blijven voldoen aan de vereiste spanningskwaliteit;
- De kortsluitstromen mogen niet hoger zijn dan de toegestane waarden voor de netelementen.

In eerste instantie wordt er door de distributienetbeheerders getracht om de huidige capaciteit op het laagspanningsnet zo optimaal mogelijk in te zetten. Een eerste belangrijke maatregel hierbij is het vermijden van faseonevenwichten. De verschillende netgebruikers worden zo goed als mogelijk gespreid over de fasen. Vandaag bestaat er enkel een beperking voor productie-installaties. Het toegelaten faseonevenwicht mag maximaal 5 kVA bedragen.

Een belangrijke maatregel in de toekomst wordt het vermijden van gelijktijdig gedrag. Als alle elektrische voertuigen op hetzelfde uur van de dag starten met opladen, dan zal dit onvermijdelijk leiden tot stroomcongestie.

Gedrag sturende maatregelen zullen een noodzaak zijn in de toekomst. Een eerste incentive is het capaciteitsstarief, dit tarief zal vanaf midden 2022 aan netgebruikers een vergoeding vragen voor een gemiddelde piekbelasting van het net. Hierdoor zal de netgebruiker gestimuleerd worden om zijn afname van het net te spreiden.

6.2.1 Planning en ontwerp van nieuwe laagspanningsnetten

Bij aanleg van nieuwe laagspanningsnetten passen de distributienetbeheerders steeds een standaard aanpak toe om deze netten te dimensioneren. Nieuwe kabels worden bij voorkeur gedimensioneerd op basis van metingen en/of op basis van bijkomende informatie (bvb. verkavelaar legt een eco-wijk aan). Als er geen bijkomende informatie beschikbaar is, dan worden de volgende parameters als standaard ontwerpparameters gehanteerd:

- Voor nieuwe verkavelingen zonder gas¹⁶ of warmtenet wordt het net gedimensioneerd op basis van huisaansluitingen van 17,5 kVA, rekening houdend dat elke woning beschikt over:
 - o een warmtepomp,
 - o in 50% van de woningen gelijktijdig een elektrische wagen kan opgeladen worden met een laadvermogen van 11 kVA
 - o en elke woning voorzien is van een PV-installatie van gemiddelde grootte.

¹⁶ Volgens het Energiedecreet, Art. 4.1.16, mag een aardgasdistributienet enkel nog aangelegd worden, ingeval van nieuwe grote verkavelingen, voor collectieve verwarming via warmtekrachtkoppeling of in combinatie met hernieuwbare energie als hoofdverwarming. Voor nieuwe kleine verkavelingen kan nog steeds een aardgasdistributienet worden aangelegd.

- Voor een verkaveling waar er ook aardgas of een warmtenet wordt aangelegd, worden deze waarden naar beneden bijgesteld, concreet wordt er in dit geval
 - o voor 50% met een standaard monofasige aansluiting van 9,2 kVA
 - o en 50% met een aansluiting van 17,5 kVA.

Doordat de distributienetbeheerders overal werken met 1 standaard afmeting van laagspanningskabel bij de aanleg van een nieuw net, zal er in de meeste gevallen meer capaciteit ter beschikking zijn dan de minimale capaciteit die berekend is aan de hand van de bovenstaande parameters. Deze planningsprincipes moeten, in combinatie met tarifaire prikkels en inzet van flexibiliteit, permanente toegang voor alle laagspanningsnetgebruikers op deze nieuwe netten garanderen.

6.2.2 Planning en ontwerp van bestaande laagspanningsnetten

Laagspanningskabels worden door de distributienetbeheerders afgeschreven op 50 jaar. Dit betekent niet dat laagspanningskabels na 50 jaar worden vervangen. Hun technische levensduur is immers langer. Bestaande laagspanningsnetten worden enkel vervangen of uitgebreid indien er technische redenen voor zijn, zoals beschadiging door graafwerken, problemen met spanningskwaliteit of de kabels die een hoge foutenlast vertonen. Het belangrijkste argument op dit moment van de netbeheerders om niet proactief de bestaande laagspanningsnetten te versterken is de onvoorspelbaarheid van bijkomende afname (elektrische voertuigen en warmtepompen) en decentrale productie (PV-panelen). Zo kan enerzijds een proactieve investering in het laagspanningsnet in de ene wijk jaren onderbenut zijn terwijl er anderzijds in een gelijkaardige wijk capaciteitsproblemen opduiken in het volgende jaar omdat daar veel decentrale productie is bijgeplaatst.

Op de bovenstaande regel maken de distributienetbeheerders 2 uitzonderingen. Indien er openbare nutswerken (elektriciteit, aardgas, riolering, telecomunicatie...) worden uitgevoerd door een netbeheerder, worden de volgende kabels vervangen door een kabel volgens de huidige standaard:

- 3-aderige kabels, zonder nulgeleider, uitgebaat op 230 V;
- Papier-loodkabels. Deze zijn zeer foutgevoelig bij graafwerken.

De belangrijkste kostenpost bij het aanleggen van ondergrondse kabels is het graafwerk. Het aanleggen van verschillende nutsleidingen in dezelfde sleuf wordt “werken in synergie” genoemd. Dit heeft een belangrijke impact op de kostprijs van de aanleg.

Bij aanleg van een nieuwe kabel kan er in synergie een tweede kabel in dezelfde sleuf aangelegd worden. De investering in de bijkomende capaciteit van deze tweede kabel kan op deze manier dus kostenefficiënt gebeuren, maar vertegenwoordigt wel een vroegtijdige investering van een kabel die op korte termijn mogelijks minder of niet belast wordt. Uit een technisch-economische analyse (zie bijlage 1) van de distributienetbeheerders blijkt dat het financieel voordeliger is een kabel vandaag met 100% synergie aan te leggen, dan deze kabel zonder synergie te moeten aanleggen in de eerstvolgende 10-12 jaar. Het is bijgevolg, omwille van de synergie, gunstig om in dit geval een

kabel tot 10 jaar te snel aan te leggen. Dit betekent omgekeerd ook dat het geen zin heeft nu reeds te investeren in een bijkomende kabel voor capaciteit die pas dienstig zal zijn binnen 20 jaar, zelfs al moeten daarvoor op dat moment graafwerken uitgevoerd worden. Daarenboven kunnen er zich in de komende jaren nog andere synergie-opportunities voordoen. Op dezelfde wijze kan men stellen dat het zinvol is om vandaag een bijkomende kabel aan te leggen met 50% synergie, in vergelijking met deze kabel in de komende 6 jaar aan te leggen zonder synergie. Indien de investering nog langer kan worden uitgesteld dan de termijn die volgt uit de technisch-economische analyse, is het zinvol om te wachten.

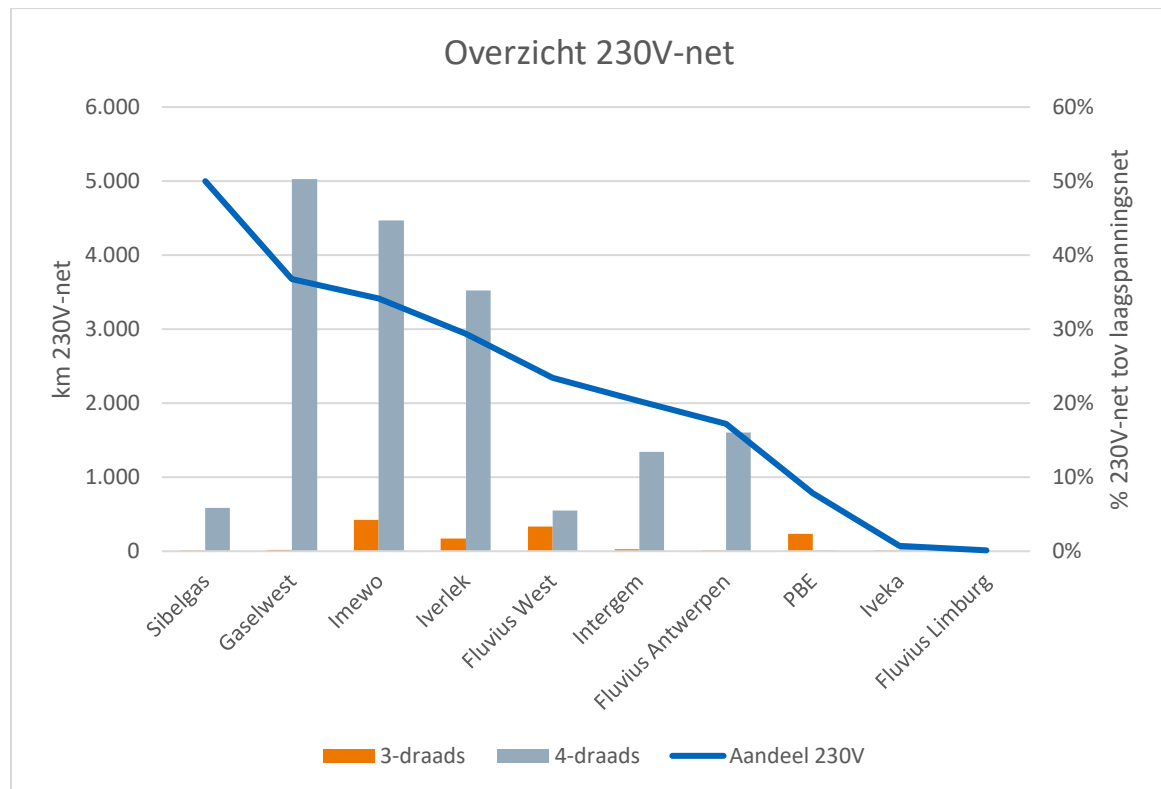
6.3 230 V-netten

6.3.1 Inventaris van de 230 V-netten

Vandaag maken de 230 V-netten ongeveer 20% uit van alle Vlaamse laagspanningsnetten, vooral in verstedelijkt gebied. Deze netten hebben een intrinsiek lagere capaciteit en hebben doorgaans ook meer aansluitingen per feeder waardoor er maar een beperkte restcapaciteit over is. Bij toenemende elektrificatie (PV-installaties, warmtepompen en elektrisch rijden) zullen de netgebruikers voor bepaalde toepassingen, zoals driefasig laden van elektrische voertuigen, nood hebben aan een aansluiting op 400 V.

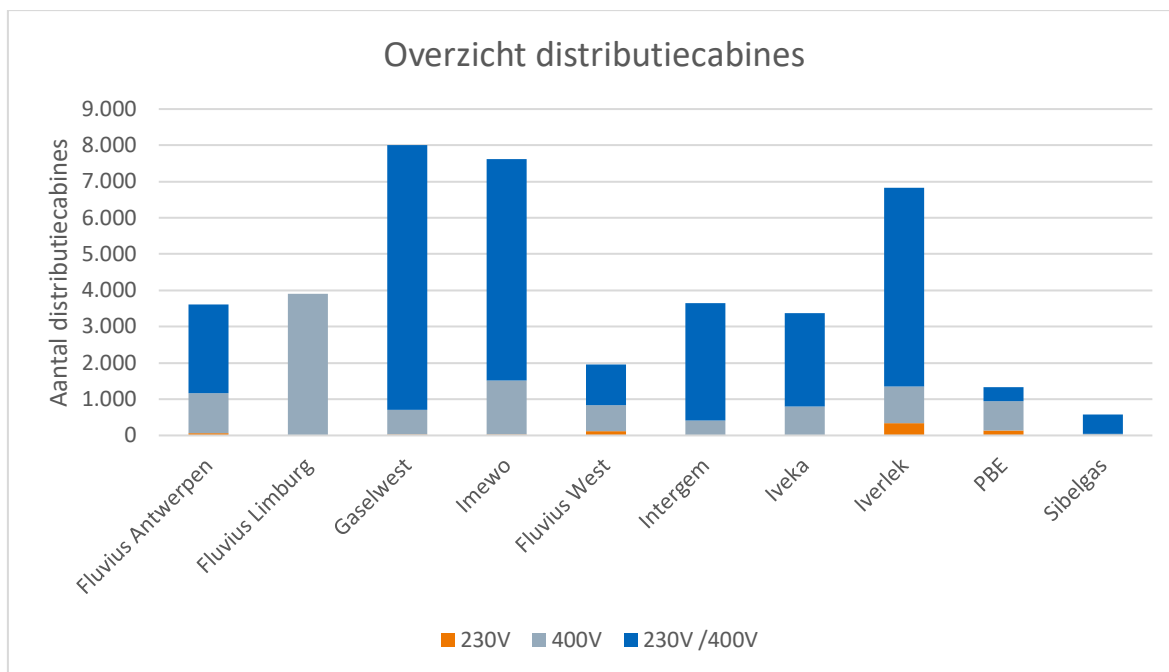
Binnen de bestaande 230 V-netten dient men een onderscheid aan te brengen tussen 3-aderige, ca. 7% van de 230 V-netten, en 4-aderige netten. Sommige 4-aderige netten kunnen in de toekomst uitgebaat worden als een 400 V-net. De geschiktheid van het bestaande 230 V-net om als 400 V-net te kunnen dienen hangt af van een aantal parameters zoals de aanwezige kabelsectie en de spanningshuishouding. Omwille van capaciteitsredenen of werken in synergie worden de 3-aderige 230 V-netten steeds vervangen door een 4-aderig 230 V-net. Een overzicht van het 230 V-net over de verschillende distributienetbeheerders heen wordt gegeven in Figuur 10.

Eenzijds wordt het aantal km 3- en 4-draadsnet weergegeven en anderzijds het procentueel aandeel van het 230 V-net (3 en 4-draads) ten opzichte van het totale laagspanningsnet. In de figuur kunnen we vaststellen dat in de netgebieden van Fluvius-Limburg en Iveka er bijna uitsluitend een 400 V-net aanwezig is. Bij netbeheerder Sibelgas bestaat het laagspanningsnet voor ongeveer de helft nog uit een 230 V-net.



Figuur 10: Overzicht van het 230V-net per distributienetbeheerder

Naast de aanwezige kabels moet men ook nagaan of de distributiecabine een uitbating op 400 V toelaat. Er zijn namelijk 3 types van distributiecabines. Het verschil is telkens te verklaren door de aanwezige transformator die de stroom van het middenspanningsnet omvormt tot het laagspanningsnet. In gebieden waar enkel 230 V of 400 V aanwezig is, levert de distributietransformator enkel 230 V of 400 V. Om in een 230 V netgebied 400 V ter beschikking te stellen kiest men al geruime tijd voor 7-puntstransformatoren. Deze transformatoren hebben als uitgang een driefasig 230 V en een 400 V-net met gemeenschappelijke nulgeleider ter beschikking, vandaar de benaming 7-puntstransformatoren (3+3+1). Een overzicht van de opgestelde transformatoren in Vlaanderen wordt weergegeven in Figuur 11.



Figuur 11: Overzicht van het type distributiecabines per distributienetbeheerders

Slechts een beperkt aantal distributiecabines kan uitsluitend 230 V leveren (ca. 2%). Van de distributietransformatoren die zowel 230 V als 400 V kunnen leveren zijn er ca. 2.400 die enkel een laagspanningsbord hebben om 230 V te leveren, er is immers lokaal nog geen 400 V-net aanwezig. Bij deze 2.400 cabines is er ongeveer 30% waarbij het onmogelijk is, door plaatsgebrek, om een laagspanningsbord op 400 V bij te plaatsen. In deze gevallen moet bij aanleg van een 400 V-net de volledige cabine een sanering ondergaan. We kunnen dus stellen dat er in Vlaanderen in ca. 8% van de distributiecabines enkel 230 V wordt verdeeld en dat daarvan in ongeveer de helft, of ca. 4% van het totaal aantal distributiecabines, het niet mogelijk is om 400 V ter beschikking te stellen zonder een grondige sanering van de distributiecabines.

6.3.2 Ter beschikking stellen van een 400 V-net

Sinds 1 januari 2020 kunnen de netgebruikers een wijziging van de aansluitspanning aanvragen tegen een specifiek door de VREG goedgekeurd niet-periodiek tarief. In 2020 werd er door netgebruikers 440 keer gebruik gemaakt van deze mogelijkheid. Belangrijk om hierbij te vermelden is dat dit niet-periodieke tarief niet van toepassing is als er reeds een parallelle 400 V kabel voor de deur van de netgebruiker is aangelegd.

Om op deze vragen in de toekomst vlot een antwoord te bieden leggen de distributienetbeheerders, waar enkel 230 V beschikbaar is en waar verantwoord, al 400 V kabels, evenwijdig aan het bestaande 230 V-net aan. Deze aanleg doen ze op dit moment enkel als er zich een opportuniteit voor synergie aandient zodat de kosten voor de aanleg van de nodige kabels beperkt worden. Zoals besproken in paragraaf 6.2.2 is het bijvoorbeeld economisch verantwoord

om 6 jaar “te vroeg” al een bijkomende 400 V-net aan te leggen bij 50% synergie. De distributienetbeheerders passen dit beleid toe omdat ze in de komende jaren een significante stijging verwachten naar de vraag om een 400 V-net ter beschikking te hebben door de toenemende elektromobiliteit.

Enkel de netgebruikers die vragen om 400 V ter beschikking te hebben worden aangesloten op de nieuwe 400 V kabel. Niet iedere netgebruiker heeft nood aan, of is vragende partij voor een 400 V aansluiting. Deze werkwijze verkleint ook het risico op lokale spannings- of stroomcongestie aanzienlijk. De belasting wordt gespreid over 2 kabels. Daarnaast vergt een overschakeling van alle aangesloten netgebruikers een complexe logistieke operatie van de distributienetbeheerder. Bij de omschakeling moeten alle netgebruikers tegelijk worden overgezet van het 230 V-net naar het nieuwe 400 V-net.

Dit beleid van de distributienetbeheerders streeft aldus niet naar een versnelde afbouw van het bestaande 230 V-net, maar naar het versneld ter beschikking stellen van 400 V voor alle netgebruikers.

6.4 Beoordeling laagspanningsbeleid

Men kan vaststellen dat de distributienetbeheerders voor een complexe uitdaging staan in de komende jaren. Enerzijds zal er een significante toename zijn van de afname door een toenemende elektromobiliteit en anderzijds is het beleid erop gericht om decentrale productie verder te laten toenemen. Beide hebben hun eigen problematiek.

De gehanteerde rekenregels voor nieuwe laagspanningskabels zijn op korte termijn in overeenstemming met de geformuleerde verwachtingen inzake netcapaciteit. De VREG verwacht van de distributienetbeheerders dat deze rekenregels worden geëvalueerd, in functie van de komende investeringsplannen, die een langere periode zullen beslaan.

Door zoveel als mogelijk werken in synergie in te plannen trachten de distributienetbeheerder om de maatschappelijk kost te beperken. Waar mogelijk leggen de distributienetbeheerders naast een bestaand 230 V-net al een 400 V-net aan. Deze keuze hebben ze vandaag gemaakt om voor iedere netgebruiker versneld 400 V ter beschikking te stellen. Door het 230 V-net in dienst te laten verhoogt de bestaande capaciteit van het laagspanningsnet bovendien aanzienlijk. De netgebruikers die vandaag geen behoefte hebben aan een 400 V-net blijven aangesloten op het bestaande net.

Er wordt ook vastgesteld dat er vandaag op het laagspanningsnet geen transparant zicht is op enerzijds de aanwezige capaciteit en anderzijds op de aanwezige belasting. Om die reden heeft Vlaams Minister Zuhal Demir aan de VREG gevraagd om huidige capaciteit van het laagspanningsnet transparant in kaart te brengen. De VREG is daarom in samenwerking met Fluvius en VEKA een studie hierover gestart. Deze studie moet transparant weergeven wat de mogelijke capaciteitsproblemen op de lange termijn gaan zijn. Eveneens moet er een duidelijk inzicht gegeven worden of het huidige korte termijn investeringsbeleid zal volstaan voor de lange termijn, of dat er meer proactieve investeringen noodzakelijk zullen zijn. De werken in synergie die de netbeheerders

vandaag reeds inplannen zullen dan aan de hand van de resultaten van de studie doelgerichter kunnen toegepast worden. De studie zal voor de VREG een belangrijk instrument zijn om het investeringsbeleid van het laagspanningsnet te beoordelen in de toekomst. De uitrol van de digitale meter in Vlaanderen moet de netbeheerder ook toelaten om met de beschikbare meetgegevens de gehanteerde modellen en het gevoerde beleid te verifiëren en waar nodig bij te sturen.

Zoals reeds vermeld in de inleiding van dit rapport wordt het model van het investeringsrapport aangepast om het in lijn te brengen met het EMD-decreet. Dit model zal in de komende jaren door voortschrijdende inzichten, door onder andere de studie van het laagspanningsnet, verder worden aangepast zodat het investeringsbeleid van de netbeheerders doeltreffend door de VREG kan worden beoordeeld.

7 Energie-efficiëntie

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.

De maatregelen die de netbeheerders treffen om de energie-efficiëntie van de stroomdistributie te verhogen worden weergegeven in de investeringsplannen van de netbeheerders. Deze investeringsplannen zijn publiekelijk te raadplegen op de website van de netbeheerders. De maatregelen die de netbeheerders geïdentificeerd hebben en omzetten hebben betrekking op de volgende categorieën:

- Hogere netspanning;
- Optimale keuze kabelsectie;
- Gebruik van energie-efficiënte transformatoren;
- Eigen verbruik reduceren;
- Smart grid.

We stellen vast dat de netbeheerders verder gaan met de reeds geformuleerde energie-efficiëntie maatregelen uit te voeren en te monitoren.

Bijlage 1: Technische en economische afweging van proactieve investeringen ten opzichte van gerichte investeringen bij capaciteitsproblemen



20210526

Bijkomende toelichtin