

Rapport

2/09/2025

Studie over de capaciteit van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
1.1	Context	3
1.1.1	Naar een koolstofarm, geëlektrificeerd energiesysteem	3
1.1.2	Een actievere rol voor het elektriciteitsdistributienet.....	4
1.1.3	De elektriciteitsdistributienetten in Vlaanderen	5
1.2	Objectieven en werkwijze van deze studie	6
1.2.1	Doelstellingen en werkwijze.....	6
1.2.2	Consultant Vlaamse Nutsregulator.....	6
1.2.3	Stuurgroep.....	7
1.2.4	Onderdelen van de studie	7
2	Methodologie	9
2.1	Analyse van de nettoestand	9
2.2	Modellering van de nettoestand.....	10
2.2.1	Doorrekening van de nettoestand.....	11
2.2.2	Gebruik van netbelastingscurves.....	12
2.3	Evolutie van de NGIN-tool ten opzichte van de vorige versie van de studie	13
3	Toekomstige capaciteitsbehoefte op het laagspanningsdistributienet	16
3.1	Netbelastingscurves voor het Vlaamse laagspanningsdistributienet	16
3.2	Inschatting van de gemiddelde synchrone piekbijdrage per toegangspunt	17
3.3	Capaciteitsbehoefte ten gevolge van de uitrol van elektrische toepassingen.....	19
4	Capaciteitsbehoefte met beleidsmaatregelen	24
5	Conclusie	26
6	Bijlagen	28
6.1	Onderdeel II: Ondersteuning voor het opstellen van toekomstscenario's	28
6.2	Onderdeel III: Ondersteuning van de simulatie van toekomstscenario's onder verschillende (beleids)maatregelen	28

1 Inleiding

In februari 2023 publiceerde de Vlaamse Nutsregulator een eerste rapport¹ over de toestand van de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen. De aanleiding van dit rapport was een vraag van toenmalig Vlaams minister van Justitie en Handhaving, Omgeving, Energie en Toerisme Zuhal Demir aan de toenmalige VREG² om een onderzoek uit te voeren, in samenwerking met Fluvius System Operator cv (Fluvius), het Vlaams Energie en Klimaat Agentschap (VEKA) en eventueel ondersteund door een externe consultant, over de impact van de verwachte energietransitie en de bijhorende elektrificatie op de laagspanningsnetten (LS-netten) in het Vlaamse elektriciteitsdistributienet. In februari 2024 volgde een tweede rapport³.

Het voorliggend rapport is een vervolg op de eerste twee iteraties van de studie, en bouwt verder op de reeds uitgevoerde analyses.

In dit hoofdstuk schetsen we de context waarin de studie tot stand kwam, en gaan we ook dieper in op de objectieven en de gehanteerde werkwijze.

1.1 Context

1.1.1 Naar een koolstofarm, geëlektrificeerd energiesysteem

In een poging om de klimaatverandering tegen te gaan en de globale temperatuurstijging te beperken, worden maatregelen getroffen om de uitstoot van CO₂ en andere broeikasgassen (bv. methaan) terug te dringen. Aangezien de energiesector verantwoordelijk is voor een belangrijk deel van alle CO₂ uitstoot, vereist het terugdringen van de broeikasgassen een doortastende wijziging van deze sector zowel aan vraagzijde als aan aanbodzijde.

In deze context heeft de Europese Commissie (EC) doelstellingen vastgelegd om de uitstoot van broeikasgassen te reduceren, het gebruik van hernieuwbare energiebronnen (HEB) te doen toenemen, en de energie-efficiëntie te verbeteren. In 2019 stelde de EC zijn *European Green Deal* voor, met een duidelijke doelstelling om tegen 2030 de uitstoot van broeikasgassen met 55% te reduceren ten opzichte van 1990, om zo tot een netto-nul uitstoot te komen in 2050. Deze hoge ambities vertalen zich concreet ook in doelstellingen voor de vergroening van transport, en de renovatie van gebouwen.

Een belangrijke sleutel om deze doelstellingen te bereiken is de elektrificatie in de transport- en de gebouwensector. Als dusdanig maakt het Europese kader de weg vrij voor een sterke toename van elektrische voertuigen en warmtepompen. Naast deze doorgedreven elektrificatie, zal een verdere uitrol van HEB een belangrijke rol vervullen: decentrale elektriciteitsproductie door middel van o.a. windturbines en fotonvoltaïsche (PV) installaties zal een steeds groter aandeel in onze elektriciteitsvoorziening opnemen.

¹ <https://www.VlaamseNutsregulator.be/nl/document/rapp-2023-02>

² Brief van 6 oktober 2020.

³ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/nl/document/rapp-2024-05>

1.1.2 Een actievere rol voor het elektriciteitsdistributienet

Historisch gezien groeide het distributienet organisch, en had het vooral als functie voor de afnemers voldoende afnamecapaciteit te voorzien, zodat aan hun elektriciteitsbehoeften kon voldaan worden. Het distributienet transporteerde de elektrische stroom in één richting: van het hogerliggend transmissienet naar de distributienetgebruikers, en het aanbod aan elektriciteit, gebaseerd op centrale productie, volgde de geaggregeerde vraag die min of meer voorspelbaar was. De relatief passieve benadering van ‘fit and forget’ binnen de netontwikkeling komt echter onder druk door de energietransitie en de daaruit volgende elektrificatie. Het distributienet in Vlaanderen heeft in de afgelopen jaren steeds meer decentrale elektriciteitsproductie moeten ontvangen, en de nieuwe golf aan elektrificatie, waaronder de uitrol van elektrische voertuigen en warmtepompen, zal de elektrische stromen die het distributienet moet verwerken sterk doen stijgen. Bovendien zal deze elektrificatie de typische verbruikspatronen van individuele distributienetgebruikers wijzigen. Dit stelt de netbeheerders bijkomend voor nieuwe uitdagingen, waaronder een verhoogd risico op netcongesties.

Een distributienetbeheerder heeft verschillende mogelijkheden om met deze nieuwe uitdagingen om te gaan.

Ten eerste zullen netinvesteringen en een meer dynamisch (of slim) beheer van de netinfrastructuur ervoor zorgen dat meer decentrale elektriciteitsproductie kan worden geïntegreerd. Het doel is de uitbating van een slim distributienet waarbij de netbeheerder in real-time de staat van het net kan monitoren, en op afstand kan ingrijpen indien nodig.

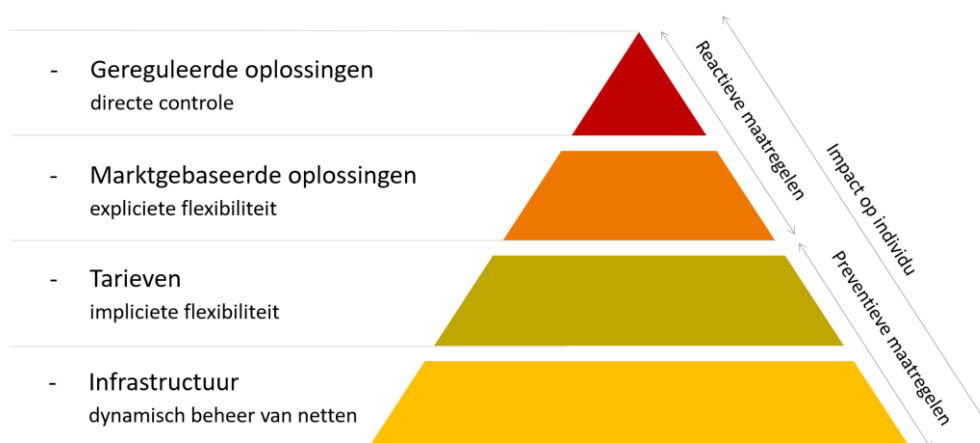
Aanvullend kan men werken met prikkels om het gebruiksgedrag van de netgebruiker op een voor het net zo gunstig mogelijke manier te sturen. Tarifaire prikkels kunnen de netgebruikers bijvoorbeeld stimuleren om hun elektriciteitsverbruik te spreiden waardoor de netpiek wordt gereduceerd, b.v. via de bestaande tarieven gebaseerd op het piekverbruik. Het is een vorm van aanspreken van bottom-up flexibiliteit bij de klanten. Elke netgebruiker beslist voor zichzelf of hij met deze prikkel wil rekening houden. Er is geen expliciet top-down signaal. Deze vrijwillige acties worden onder de categorie *impliciete flexibiliteit* geplaatst.

De distributienetbeheerder kan er uiteindelijk ook voor kiezen om in geval van lokale congestie *expliciete flexibiliteit* aan te kopen bij netgebruikers die hun flexibiliteit aanbieden op een lokale flexibiliteitsmarkt. Anders dan bij impliciete flexibiliteit, is er bij deze vorm van flexibiliteit wel een te volgen top-down signaal van de netbeheerder om de flexibiliteit te activeren⁴. De dienstverlener van flexibiliteit ontvangt voor de geleverde flexibiliteit een vergoeding op basis van marktprijzen op de flexibiliteitsmarkt. Deze expliciete, marktgebaseerde flexibiliteit wordt in Vlaanderen *commerciële flexibiliteit* genoemd.

Finaal kan een netbeheerder een beroep doen op gereguleerde oplossingen waarbij hij onder bepaalde omstandigheden, denk aan een gebrek aan aanbod in de commerciële flexibiliteitsmarkt, zelf flexibiliteitsbronnen kan aanspreken in het geval van een lokale congestie. De door de distributienetbeheerder aangesproken netgebruiker is daarbij verplicht zijn gebruiksprofiel aan te passen. In Vlaanderen worden deze gereguleerde oplossingen ingevuld door het concept *technische flexibiliteit*. Deze technische flexibiliteit wordt vandaag bv. toegepast bij klanten op het middenspanningsdistributienet via afregeling van de productie-installaties.

⁴ De activatie van expliciete flexibiliteit kan ook gebeuren door het toepassen van een met de netbeheerder afgesproken gebruiksprofiel.

Figuur 1 geeft een overzicht van de verschillende mogelijkheden.



Figuur 1: Illustratie van het structureel kader rond flexibiliteit en andere beleidsmaatregelen in het kader van netbeheer.⁵

1.1.3 De elektriciteitsdistributienetten in Vlaanderen

De distributienetten in Vlaanderen worden sinds 1 januari 2025 uitgebaat door acht distributienetbeheerders, die elk actief zijn in hun eigen werkingsgebied. Figuur 2 toont deze acht werkingsgebieden.

Distributienetbeheerders kunnen voor de exploitatie van het distributienet beroep doen op een werkmaatschappij. Tot voor 2018 maakten de Vlaamse distributienetbeheerders gebruik van twee werkmaatschappijen, Eandis en Infrax. Binnen deze werkmaatschappijen hadden de aparte distributienetbeheerders een eigen investeringsbeleid. Hierdoor ziet men vandaag nog verschillen in de neteigenschappen van de verschillende elektriciteitsdistributienetten. Deze verschillen zijn waarneembaar tussen de ex-Eandis en ex-Infrax distributienetgebieden, maar ook binnen deze gebieden zijn er historische variaties in neteigenschappen.

Sinds midden 2018 maken alle Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders gebruik van werkmaatschappij Fluvius System Operator cv.

⁵ Illustratie geïnspireerd op 'Smart charging synergies: conflicten en belangen rondom proposities voor slim laden – een verkenning (TKI Urban Energy)', p. 15.



Figuur 2: Werkingsgebieden van de acht elektriciteitsdistributienetbeheerders in Vlaanderen (Bron: Fluvius).

1.2 Objectieven en werkwijze van deze studie

1.2.1 Doelstellingen en werkwijze

Het doel van deze vervolgstudie is om verder te bouwen op de reeds uitgevoerde analyses in de voorgaande jaren. Meer specifiek leggen we de focus op het afleiden en analyseren van de netbelastingscurves voor de Vlaamse laagspanningsdistributienetten voor zowel afname als injectie. Deze curves laten toe om op basis van een inschatting van de netbelasting, de reikwijdte van netproblemen af te leiden.

Deze netbelastingscurves worden vervolgens gebruikt om inzichten te verwerven over het relatieve belang van afname ten opzichte van injectie. Het al dan niet leidend zijn voor congestie van afname op injectie is zeer scenario-gebonden en zal uiteindelijk afhangen van de veronderstelde uitroolsnelheid van verschillende elektrische toepassingen (elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen). Met deze analyse trachten we scenario-onafhankelijk te werken op basis van de netbelastingscurves. Daarnaast maken we gebruik van de eerder gemaakte aannames met betrekking tot eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren van de verschillende elektrische toepassingen, alsook van nieuwe inzichten uit analyses van data uit digitale meters.

Verder onderzoeken we de algemene impact die beleidsmaatregelen kunnen hebben op de netproblemen. We doen dit door de nieuwe curtailment functionaliteit van het rekenmodel van Fluvius te gebruiken, waarbij de afname en injectie kan worden verminderd met een bepaald percentage.

1.2.2 Consultant Vlaamse Nutsregulator

De Vlaamse Nutsregulator deed voor deze studie een beroep op een consultant. Na het doorlopen van een mededingingsprocedure met onderhandeling heeft de Vlaamse Nutsregulator de opdracht “Advies en expertise in het kader van het beoordelen van de capaciteit van (laagspannings)netten” toegewezen aan de Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (VITO). De opdracht omvatte een driejarig traject waarbij elk onderdeel van de opdracht jaarlijks herhaald werd. Voorliggend rapport is dus een samenvatting van de derde en laatste iteratie in de opdracht.

Voor voorliggende studie werden door de consultant twee⁶ rapporten opgeleverd. Deze rapporten bevinden zich in bijlage van deze studie:

- Bijlage 6.1 – Onderdeel II: Ondersteuning voor het opstellen van toekomstscenario’s
- Bijlage 6.2 – Onderdeel III: Ondersteuning van de simulatie van toekomstscenario’s onder verschillende (beleids)maatregelen

1.2.3 Stuurgroep

De Vlaamse Nutsregulator heeft voor de uitwerking van de studie samengewerkt met de volgende instanties:

- Fluvius, de werkmaatschappij van de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders. Fluvius beschikt over specifieke simulatiesoftware voor het elektrotechnisch analyseren van belastingen op laagspanningsnetten en over een model van het huidige laagspanningsnet in Vlaanderen. De analyses in deze studie kwamen aldus tot stand door het simuleren van bepaalde situaties qua belasting op het laagspanningsnet.
- VITO ondersteunde de Vlaamse Nutsregulator bij de beoordeling van het rekenmodel en de -tools van Fluvius. Het VITO-team adviseerde ook bij het onderzoeken van scenario’s voor de toekomst, en bij het parametriseren van deze scenario’s in die tools. Ook onderzocht VITO mee de mogelijke (beleids)maatregelen om een latere investeringsnood te kunnen verlichten.
- VEKA werd eveneens van bij de start betrokken en hielp het onderzoek mee te begeleiden.

Fluvius, VITO, VEKA en Vlaamse Nutsregulator vormden samen een stuurgroep voor de uitvoering van deze studie.

1.2.4 Onderdelen van de studie

Hoofdstuk 2 bevat een herhaling van de algemene methodologie van de studie. Er wordt een overzicht gegeven van de relevante elementen om de toestand van het laagspanningsdistributienet te bepalen, en we leggen uit hoe de berekening van de nettoestand in deze studie gebeurt door het rekenmodel van Fluvius.

Hoofdstuk 3 beschrijft hoe de simulaties met het rekenmodel van Fluvius kunnen worden gebruikt om netbelastingcurves af te leiden voor drie congestieparameters, namelijk het aandeel overbelaste netkilometers, het aandeel netkilometers met een spanningsvariatie groter dan 7,5% en het aandeel overbelaste transformatoren. Hierbij geven we een beknopt overzicht van het in

⁶ De consultant leverde ook nog een derde rapport op waarin ze het rekenmodel van Fluvius evalueerden. De essentie hiervan wordt besproken in paragraaf 2.3, maar het volledige deelrapport wordt om vertrouwelijkheidsredenen niet toegevoegd bij dit samenvattende rapport.

Bijlage 6.1 toegevoegde rapport van VITO. Op basis van een inschatting van de gemiddelde synchrone piekbijdrage van elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen maken we een inschatting van deze technologieën op de eerder vermelde congestieparameters. Voor het eerst maken we hierbij gebruik van werkelijke data uit de digitale meters.

Op een gelijkaardige manier geven we in **Hoofdstuk 4** een overzicht van het in Bijlage 6.2 toegevoegde rapport van VITO. Dit hoofdstuk beschrijft het mogelijke effect van beleidsmaatregelen die leiden tot een vermogensbegrenzing.

Ten slotte, geeft **Hoofdstuk 5** een overzicht van de belangrijkste conclusies.

2 Methodologie

Dit hoofdstuk beschrijft de parameters en de tool waarmee de toestand van het laagspanningsdistributienet werd geanalyseerd.

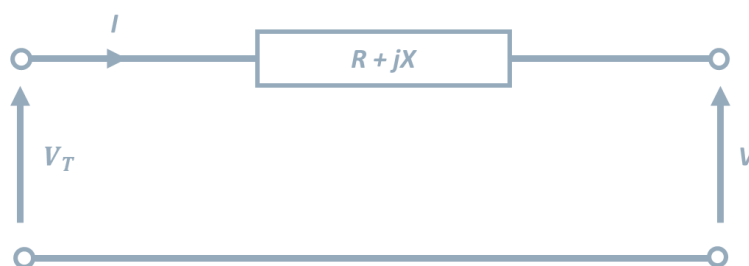
In Par. 2.1 wordt een overzicht gegeven van de verschillende parameters die worden gehanteerd om te analyseren of de netcapaciteit toereikend is. Vervolgens beschrijft Par. 2.2 de NGIN-tool van Fluvius die voor deze studie gebruikt werd om de nettoestand door te rekenen. Deze paragraaf bevat ook een overzicht van de belangrijkste tekortkomingen van NGIN, evenals van de verbeteringen die sinds de vorige versie van de studie werden geïmplementeerd en aanbevelingen voor de verdere ontwikkeling van deze tool.

2.1 Analyse van de nettoestand

We beoordelen de toestand van het laagspanningsdistributienet door de vermogensstromen die nodig zijn om aan de elektriciteitsbehoeften van de netgebruikers te voldoen, te vergelijken met de capaciteit van de netcomponenten (kabels, transformatoren, ...). Wanneer de dimensionering van het net en van de verschillende netcomponenten ontoereikend is om de vermogensstromen op een veilige manier en binnen de geldende normen over te brengen, spreken we van een netprobleem. We onderscheiden twee types netproblemen: stroomcongestie en spanningskwaliteitsproblemen.

Stroomcongestie treedt op wanneer netcomponenten (typisch transformatoren of kabels) vermogens moeten overbrengen die groter zijn dan de vermogens waarvoor ze gedimensioneerd zijn. De netcomponenten worden in deze gevallen overbelast wat kan leiden tot ontijdige uitschakelingen en een versnelde veroudering van deze componenten. Aangezien netcomponenten zowel stromen ten gevolge van actief en reactief vermogen moeten overbrengen wordt hun capaciteit en dimensionering vaak uitgedrukt op basis van het schijnbaar vermogen dat de component aankan, uitgedrukt in kVA.

Men spreekt van **spanningskwaliteitsproblemen** wanneer het overgebrachte vermogen en de eigenschappen van het distributienet ervoor zorgen dat het niveau van de spanning dermate afwijkt dat de spanningskwaliteitsnorm EN 50160 wordt overschreden. Dit kan ervoor zorgen dat apparaten slecht functioneren (te lage spanning) of oververhit geraken (te hoge spanning). Deze norm schrijft bijvoorbeeld voor dat het 10-minuten gemiddelde van de geleverde spanning op de aangesloten toegangspunten met niet meer dan 10% mag afwijken van de nominale spanning (230V), voor 95% van de tijd. Afwijkingen van de nominale spanningen ontstaan door het feit dat distributiekabels een zekere impedantie hebben die een spanningsval veroorzaakt van zodra er een stroom vloeit. Figuur 3 geeft het equivalente elektrische schema weer van een distributiekabel.



Figuur 3: Equivalent schema van een distributiekabel.

De spanningsvariatie over de distributiekabel kan trouw worden uitgedrukt in functie van de stroom die door de lijn vloeit volgens volgende vergelijking (wet van Ohm):

$$\Delta V = V_T - V = I \cdot (R + jX)$$

Met:

- R : de weerstand van de laagspanningsdistributiekabel [Ω]
- X : de reactantie van de laagspanningsdistributiekabel [Ω]
- I : de stroom doorheen de laagspanningsdistributiekabel [A]
- V_T : de transformatorspanning [V]
- V : de spanning op het uiteinde van de laagspanningsdistributiekabel [V]

Merk op dat het spanningsverschil over de kabel ΔV zowel positief als negatief kan zijn, afhankelijk van de richting waarin de stroom vloeit. Wanneer er vermogen wordt afgenomen (bv. bij het laden van een elektrische wagen), vloeit er stroom vanuit de transformator richting het afnamepunt (I is positief), en zal er een spanningsval optreden t.o.v. de transformatorspanning (ΔV is positief). Wanneer er stroom vanuit het afnamepunt richting transformator vloeit (I is negatief), en er dus vermogen wordt geïnjecteerd (bv. door zonnepanelen), zal er een spanningsstijging zijn (ΔV is negatief).

2.2 Modelleren van de nettoestand

De rekentools die Fluvius gebruikte voor de berekening van de capaciteit van het laagspanningsnet hebben de laatste jaren een sterke evolutie doorgemaakt. Initieel maakte Fluvius vooral gebruik van berekeningen in een laagspanningstool/rekenblad voor studies op het laagspanningsdistributienet. Deze berekeningen dienden voornamelijk om n.a.v. concrete klantaanvragen of netuitbreidingen met verscheidene configuratiemogelijkheden, de impact op één bepaalde feeder⁷ in kaart te brengen.

De tool evolueerde later in een Asset Visualisatie en Informatie (AVI) tool. Dit is een globale rekentool waarmee een globale kwantitatieve doorrekening van het volledige net kan worden gemaakt. Bovendien beschikt de AVI-tool over een sterke visualisatie omgeving waarbij de resultaten van de doorrekening op feeder niveau worden weergegeven op een kaart van Vlaanderen.

Om naast de actuele toestand, ook een potentiële toekomstige toestand van het laagspanningsdistributienet door te rekenen werd ten slotte de **NGIN-tool** ontwikkeld, wat staat

⁷ een driedfasige set van geleiders afkomstig van een distributiecabine die klanten in een bepaald lokaal distributiegebied bedient.

voor Next Generation Infrastructure⁸. Dit is een geavanceerde rekentool voor analyse van de nettoestand. Op basis van de bestaande netstructuur en een inschatting van de worst-case piekbelasting maakt de NGIN-tool een inschatting van de toestand van de verschillende netcomponenten tot op straatniveau. De NGIN-tool bevat ook de mogelijkheid voor het doorrekenen van toekomstscenario's op basis van bijkomende elektrische toestellen. Het is dan ook deze NGIN-tool die in deze studie gebruikt wordt om de huidige en toekomstige toestand van het huidige net te simuleren.

2.2.1 Doorrekening van de nettoestand

In deze paragraaf gaan we algemeen verder in op de wijze waarop rekenmodellen vandaag distributienetten doorrekenen, zonder specifiek de methodiek en parameters van het NGIN-model te beschrijven⁹.

Om te onderzoeken of de capaciteit van het net toereikend is rekenen distributienetmodellen de nettoestand uit op een worst-case moment. Met andere woorden men rekent het net door voor het moment dat de absolute piek voor afname en/of injectie optreedt. Omdat men er momenteel vanuit gaat dat de afnamepiek hoger zal zijn dan de injectiepiek, neemt men vandaag typisch de hoogste avondpiek tijdens een strenge winter¹⁰ als worst-case moment.

Bij het berekenen van de nettoestand kunnen typisch 3 stappen worden onderscheiden:

Stap 1 - Men berekent voor een gekozen moment de **elektrische stroom door iedere netcomponent**. Deze stromen volgen uit het geheel van de gelijktijdige piekbelastingen van elke individuele aansluiting, dewelke berekend worden aan de hand van twee deelbelastingen¹¹, namelijk:

- **De basispiekbelasting P^{base} (kW)** – Dit deel van de piekbelasting komt overeen met de huidige piekbelasting, en dient als een basis voor alle doorgerekende scenario's. Om de basispiekbelasting te bepalen kan men gebruik maken van meetgegevens uit de digitale meter. Indien deze gegevens niet beschikbaar zijn moet men op een of andere manier een inschatting maken. Hiervoor grijpt men meestal terug naar empirisch bepaalde verbanden zoals bv. de formule Velerand¹² die de basispiekbelasting van een aansluiting inschat op basis van het geregistreerde jaarverbruik op die aansluiting V (kWh) via volgende formule:

$$P^{base} = \alpha \cdot V + \beta \cdot \sqrt{V}$$

Waarbij de parameters α en β empirisch kunnen worden bepaald.

- **De bijkomende piekbelasting P^{add} (kW)** – Dit deel van de piekbelasting volgt uit veronderstelde toekomstscenario's en komt overeen met de impact van bijkomende elektrificatie op de piekbelasting.

⁸ <https://www.deloitte.com/be/en/Industries/energy/about/data-info-management.html>

⁹ Intellectuele eigendom van Fluvius en Deloitte.

¹⁰ In deze studie is ook een simulatie opgenomen voor een zonnig moment waarop er maximaal geïnjecteerd wordt door een theoretisch maximaal aantal PV-installaties.

¹¹ Zie ook <https://phasetophase.nl/nieuw-belastingmodel.html>

¹² https://phasetophase.nl/boek/boek_1_3.html

Om een inschatting te maken van de bijkomende piekbelasting bevatten deze scenario's assumpties over de groei van bepaalde elektrische gebruiksvormen nl. elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen. Deze gebruiksvormen worden toegewezen aan individuele toegangspunten, waarbij P^{add} kan worden bepaald op basis van het nominaal vermogen van de gebruiksvorm.

Om een inschatting te maken van de nettoestand op niveau van een kabel, moet men de individuele piekbelastingen van de aansluitingen op de kabel combineren. Daarbij is het belangrijk om op te merken dat deze piekbelastingen zich niet steeds op hetzelfde moment zullen realiseren. De totale piekbelasting kan dus niet worden berekend als de som van alle piekbelastingen van de individuele aansluitingen. De piekbelastingen (zowel de basispiekbelastingen als de bijkomende piekbelastingen) moeten benaderd worden als kansverdelingen. Om de bijdrage van iedere piekbelasting aan de totale piekbelasting te bepalen maakt men typisch gebruik van een gelijktijdigheidsfactor om de individuele pieken per aansluiting te combineren op het niveau van de kabel. De elektrische stroom wordt vervolgens op basis van deze piekbelastingen berekend.

Stap 2 - Door de berekende elektrische stromen vervolgens te koppelen aan technische data over de huidige netcomponenten (bv. nominale kabelsectie, nominaal transformatorvermogen, kabellengte,...) kan worden bepaald bij welke netcomponenten er **stroomcongestie of spanningskwaliteitsproblemen** optreden.

Stap 3 – Op basis van de verwachte stroomcongestie en spanningskwaliteitsproblemen kan de distributienetbeheerder een inschatting maken van de **vereiste netversterkingen** die nodig zijn om de geïdentificeerde netproblemen op te lossen (bv. het aantal nieuwe transformatoren dat moet worden geplaatst, of het aantal meter kabel dat moet worden bijgelegd).

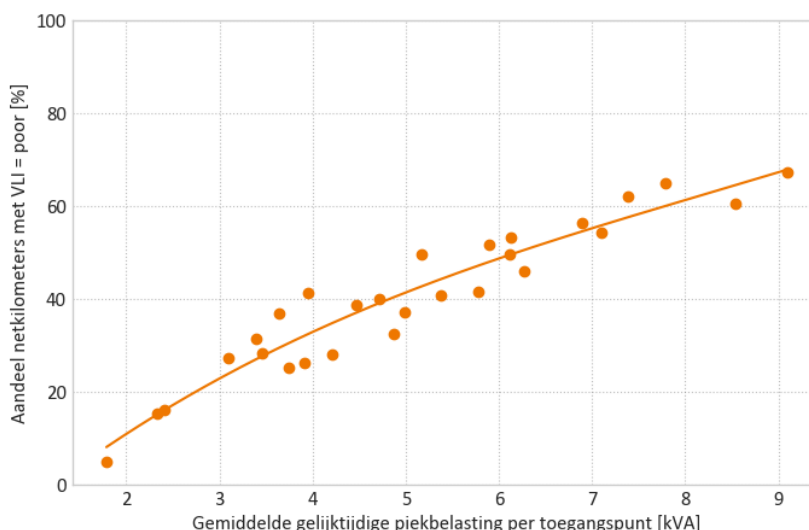
2.2.2 Gebruik van netbelastingcurves

In tegenstelling tot de vorige studies definiëren we dit jaar geen nieuwe toekomstscenario's voor de uitrol van elektrische toepassingen zoals elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen. We kiezen er namelijk voor om dit jaar te focussen op de maximale impact van de verschillende individuele elektrische toepassingen bij een volledige uitrol.

Hiervoor trachtten we de nettoestand van de Vlaamse distributienetten in te schatten aan de hand van netbelastingcurves. Deze curves zetten een welbepaalde congestieparameter uit ten opzichte van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt¹³. Als dusdanig tonen deze curves de impact op de Vlaamse laagspanningsdistributienetten voor een range van karakteristieke belastingen op een gemiddeld toegangspunt. Figuur 4 toont zo een netbelastingcurve met als congestieparameter het aandeel netkilometers waarvan de Voltage Load Index¹⁴ (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat.

¹³ De gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt is de gemiddelde bijdrage die elk toegangspunt heeft aan de synchrone afname- of injectiepiek op het niveau van de laagspanningskabels.

¹⁴ De Voltage Load Index (VLI) is een netperformantie-indicator op het laagspanningsdistributienet van Fluvius. De waarde van de VLI wordt bepaald door de slechtste waarde van belasting of spanningsval. Een laagspanningsnet dat in de categorie 'poor' belandt, heeft volgens de simulatie een verhoogde kans op stroomcongestie (belasting >100%) of spanningskwaliteitsproblemen (>7,5%).



Figuur 4: Netbelastingscurve die het gemiddeld aandeel netkilometers op laagspanning waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat toont in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. Deze netbelastingscurve werd opgesteld a.d.h.v. de simulaties uit de vorige studie.

Door een inschatting te maken van de bijdrage die de individuele technologieën op de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt kunnen hebben, kan vervolgens uit de netbelastingscurves afgelezen worden wat hun impact op de distributienetten is. Deze aanpak zal worden gehanteerd in Hoofdstuk 3 om de toekomstige capaciteitsbehoefte op het laagspanningsdistributienet in te schatten.

2.3 Evolutie van de NGIN-tool ten opzichte van de vorige versie van de studie

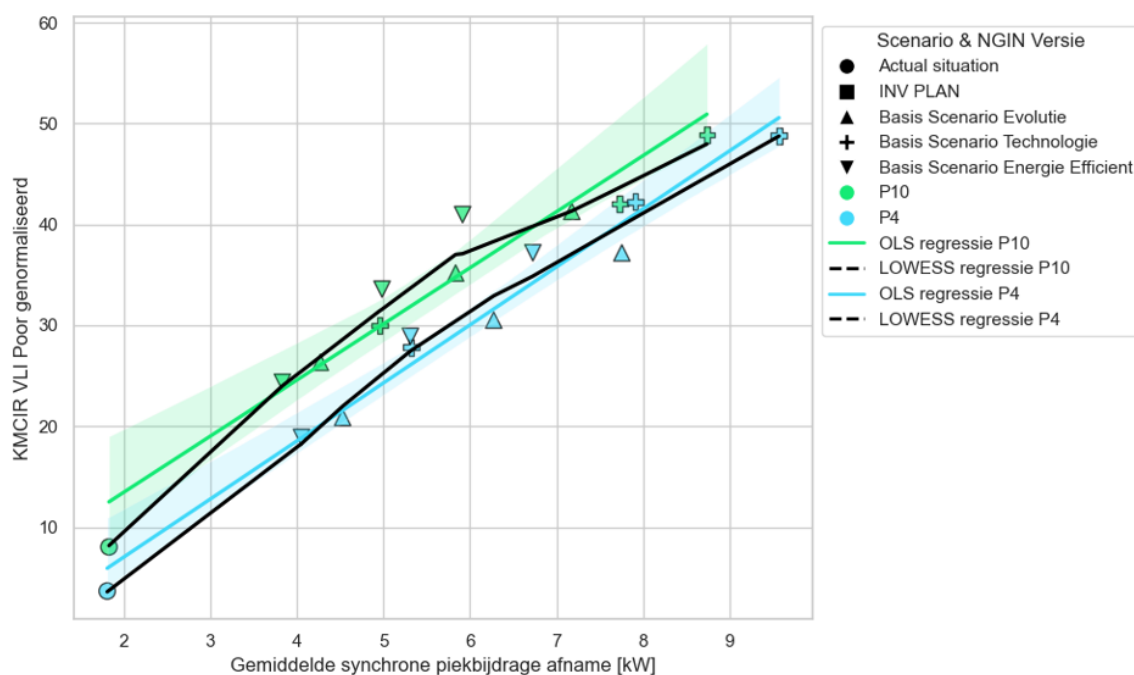
Als onderdeel van de opdracht voor de Vlaamse Nutsregulator maakte VITO telkens een analyse waarbij de belangrijkste evoluties van de NGIN-tool in kaart werden gebracht met een specifieke focus op beperkingen en mogelijke verbeterpunten.

Gedurende 2024 lanceerde Fluvius een nieuwe versie van de bestaande NGIN-tool, namelijk versie 'P10'. Deze versie verving de eerdere NGIN-versie 'P4'. Een belangrijke verbetering in de nieuwe versie van het rekenmodel is de mogelijkheid om ook de rondstaande distributienetten¹⁵ door te rekenen. In het eerste en tweede rapport vermeldden we dat een deel van de laagspanningsnetten niet kon worden doorgerekend in NGIN door datakwaliteitsbeperkingen die werden veroorzaakt door o.a. rondstaande distributienetten. Door de aanpassingen aan NGIN kan nu 7000 km van het laagspanningsdistributienet extra worden doorgerekend. Hierdoor daalde het aandeel netkilometers dat niet kan worden doorgerekend van ongeveer 11% naar 4%.

Daarnaast werd de historische monofasige power flow berekening vervangen door een volwaardige driedfasige power flow berekening. Hierdoor kan het risico op fase-onbalans (de ongelijke verdeling van de belasting over de drie fasen) accurater gemodelleerd worden. De verdeling van de aansluitingen over de drie fasen is echter niet steeds gekend, daarom worden in de tool de monofasige aansluitingen willekeurig toegekend over de drie fasen.

¹⁵ Rondstaande distributienetten zijn netten waarvan de aansluitingspunten via twee kanten gevoed kunnen worden door een distributiecabine. Aangezien het niet steeds duidelijk is langs welke kant de voeding loopt was het niet mogelijk om met de oude rekenmethode (de zogenaamde backward-forward sweep) deze netten door te rekenen.

Deze twee verbeteringen hebben natuurlijk ook een impact op de simulatieresultaten. Om deze impact in kaart te brengen werd beslist om de drie toekomstscenario's die doorgerekend werden in de vorige studie nogmaals te simuleren met de nieuwe versie van de NGIN-tool, en de resultaten van deze simulatie te vergelijken met de resultaten uit de simulaties die vorig jaar werden uitgevoerd. Figuur 5 toont de netbelastingcurves voor de simulaties met NGIN P4 en P10. Uit deze figuur kan worden afgeleid dat voor dezelfde inputgegevens in de simulaties met de nieuwe versie van het rekenmodel het aandeel netten met een VLI in de categorie 'poor' met 7 à 8% stijgt. Dit percentage komt overeen met het aandeel netkilometers dat bijkomend kan worden gesimuleerd door het kunnen simuleren van rondstaande netten. Deze rondstaande netten zijn typisch oudere netten in stedelijke omgeving die typisch zwaarder belast zijn. De stijging van de VLI kan dus verklaard worden door de extra netkilometers die doorgerekend kunnen worden met de nieuwe versie van het rekenmodel.



Figuur 5: Netbelastingcurves die het gemiddeld aandeel netkilometers op laagspanning waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat toont in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt voor de simulaties uitgevoerd met de oude versie van het rekenmodel (P4) en de nieuwe versie van het rekenmodel (P10).

Tenslotte merken we op dat we in het vorige rapport reeds aangaven dat een aantal outputvariabelen niet ontsloten werden naar de rapporteringsomgeving in NGIN waardoor het niet steeds mogelijk was om de oorzaak van een problematische toestand van een kabel exact na te gaan. Om de netproblemen op kabels in kaart te brengen zijn er vier relevante variabelen, namelijk:

- de kabels getroffen door spanningskwaliteitsproblemen ten gevolge van een afnamepiek
- de kabels getroffen door stroomcongestie ten gevolge van een afnamepiek
- de kabels getroffen door spanningskwaliteitsproblemen ten gevolge van een injectiepiek
- de kabels getroffen door stroomcongestie ten gevolge van een injectiepiek

In de historische versie van NGIN werden enkel de eerste twee variabelen apart gerapporteerd waardoor het niet mogelijk was om de exacte verhouding tussen problemen veroorzaakt door afname en injectie in kaart te brengen. De nieuwe versie NGIN rapporteert wel de volledige set aan outputvariabelen.

3 Toekomstige capaciteitsbehoefte op het laagspanningsdistributienet

In dit hoofdstuk leiden we de netbelastingcurves voor verschillende congestieparameters af voor de Vlaamse laagspanningsdistributienetten. Vervolgens analyseren we aan de hand van deze netbelastingcurves de impact die de verschillende technologieën kunnen hebben op de belasting van het net. Om een inschatting te maken van de bijdrage aan de synchrone feederpiek per toegangspunt van de verschillende technologieën maakten we voor het eerst gebruik van analyses van gebruiksdata uit de digitale meters.

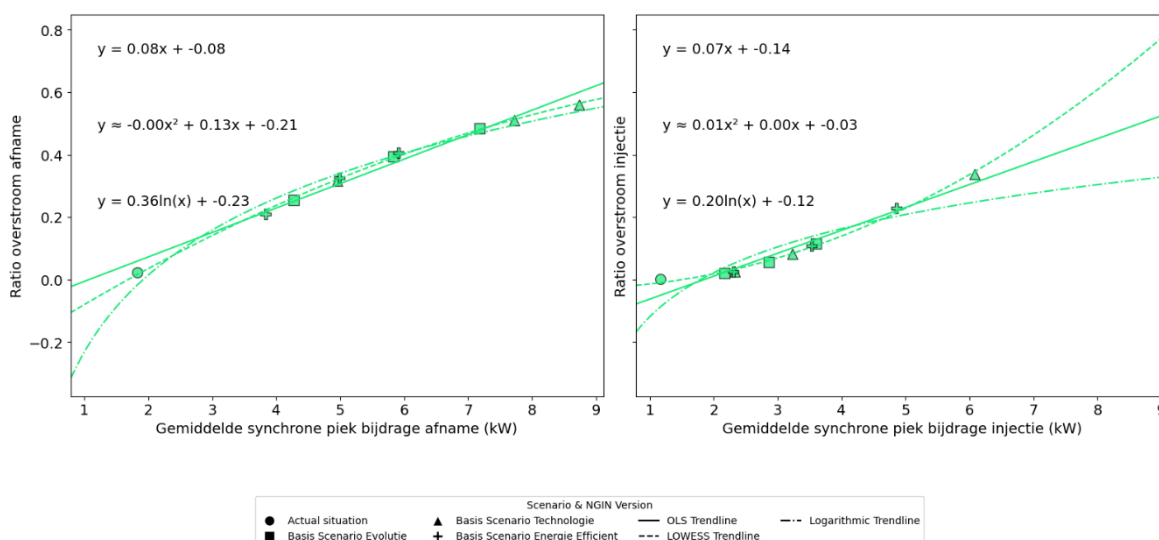
3.1 Netbelastingcurves voor het Vlaamse laagspanningsdistributienet

Zoals eerder vermeld geven de netbelastingcurves de relatie weer tussen een specifieke congestieparameter en een parameter die de gemiddelde belasting per toegangspunt (in kW) in Vlaanderen weergeeft. Om deze netbelastingcurves af te leiden worden de toekomstscenario's uit het vorige rapport opnieuw doorgerekend met de nieuwe versie van de NGIN-tool. Uit deze simulaties kunnen datapunten worden afgeleid die vervolgens gebruikt kunnen worden in een regressieanalyse om de netcurves te bepalen.

De drie congestieparameters die beschouwd worden in het kader van deze studie zijn (i) het aandeel netkilometers waarvan de belasting de nominale capaciteit overschrijdt, (ii) het aandeel netkilometers met een spanningsval of spanningsstijging groter dan 7,5%, en (iii) het aandeel transformatoren waarvan de belasting groter is dan 125% van de nominale capaciteit.

Als parameter die de gemiddelde belasting per toegangspunt (in kW) in Vlaanderen weergeeft wordt ervoor gekozen om deze te berekenen als de som van de belasting op alle individuele toegangspunten gecorrigeerd voor hun gelijktijdigheid op kabelniveau gedeeld door het totaal aantal toegangspunten gemodelleerd in NGIN. De x-as van de netbelastingcurves stelt dus een gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt voor, of ook een gemiddelde synchrone piekbijdrage van een toegangspunt, i.e., de gemiddelde bijdrage die elk toegangspunt heeft aan de synchrone afname- of injectiepiek op het niveau van de laagspanningskabels.

Figuur 6 toont de datapunten die voortvloeien uit de simulaties met de NGIN-tool en enkele mogelijke regressievergelijkingen voor het aandeel overbelaste netkilometers. Voor de grafieken van andere netbelastingcurves met andere congestieparameters verwijzen we naar het in Bijlage 6.1 toegevoegde VITO-rapport.



Figuur 6: Netbelastingscurves die de relatie weergeven tussen het aandeel overbelaste netkilometers en de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt voor afname (links) en injectie (rechts) met drie mogelijke regressievergelijkingen.

Tabel 1 biedt een overzicht van de regressievergelijkingen die de beste fit vormen tussen de datapunten bekomen door de simulaties met de NGIN-tool voor de drie verschillende congestieparameters ten gevolge van zowel een afname- als injectiepiek. Voor afname lijkt een logaritmische functie de beste fit voor de datapunten, terwijl voor injectie gekozen wordt voor een lineaire fit.

Tabel 1: Samenvatting van de regressievergelijkingen voor verschillende congestieparameters ten gevolge van een afname en injectie waarbij x de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt voorstelt.

	Afname	Injectie
Aandeel overbelaste netkilometers	$0,36 \cdot \ln x - 0,23$	$0,07 \cdot x - 0,14$
Aandeel netkilometers met spanningskwaliteitsproblemen	$0,28 \cdot \ln x - 0,12$	$0,08 \cdot x - 0,07$
Aandeel overbelaste transformatoren	$0,43 \cdot \ln x - 0,32$	$0,11 \cdot x - 0,20$

3.2 Inschatting van de gemiddelde synchrone piekbijdrage per toegangspunt

Om gebruik te kunnen maken van de regressievergelijkingen uit Tabel 1 moeten er assumpties gemaakt worden over de gemiddelde synchrone piekbelasting per toegangspunt voor zowel afname als injectie. Deze parameter stelt het vermogen voor dat ieder toegangspunt gemiddeld gelijktijdig afneemt of injecteert op het moment van de afnamepiek, respectievelijk de injectiepiek.

De numerieke waarde van de gemiddelde synchrone piekbelasting per toegangspunt hangt natuurlijk af van de uitrol van elektrische toepassingen zoals elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen. Het is daarom nuttig om te bepalen wat de specifieke bijdrage van elke toepassing is aan de synchrone afname- of injectiepiek. Op deze manier kunnen we in een volgende stap een inschatting maken van de impact van de uitrol van een elektrische toepassing op de nettoestand. Vanwege de onzekerheid omtrent de eigenschappen van het verbruik van de verschillende toepassingen kiezen we ervoor om niet één waarde van de specifieke piekbijdrage te bepalen, maar wel om een bereik van mogelijke waarden mee te nemen in de analyse bestaande uit een gemiddelde waarde, een minimum en een maximum.

Voor het bepalen van het bereik aan mogelijke specifieke piekbijdrages maken we gebruik van twee bronnen. De eerste bron die we hanteren zijn de toekomstscenario's die in het kader van de studie van vorig jaar ontwikkeld werden. Deze scenario's bevatten namelijk assumpties rond eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren¹⁶.

De tweede bron die we gebruiken om numerieke waarden te bepalen voor de synchrone piekbijdrage van de elektrische toepassingen is een analyse van geanonimiseerde data uit digitale meters die Fluvius uitvoerde¹⁷. In tegenstelling tot de eerste bron zijn de cijfers in deze studie niet gebaseerd op assumpties omtrent het toekomstige gebruik van elektrische toepassingen, maar wel op werkelijke gebruiksgegevens van bestaande gebruikers. In totaal werden 42.089 kwartierprofielen van digitale meters uit 2022 geanalyseerd. Van deze profielen zijn er volgens analyse 862 (2%) die het gebruiksprofiel van een warmtepomp bevatten, 1.924 (4,6%) die het laadgedrag van een elektrisch voertuig bevatten en 31.987 (76%) die het gebruiksprofiel van zonnepanelen bevatten.

In dit samenvattende rapport geven we enkel een overzicht van de numerieke waarden voor de synchrone piekbijdrage van de elektrische toepassingen. Hoe deze numerieke waarden worden afgeleid uit de twee bronnen staat beschreven in het in Bijlage 6.1 toegevoegde VITO-rapport.

Tabel 2 geeft een overzicht van het bereik van de specifieke bijdrages van elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen aan de synchrone piek afgeleid uit de twee bronnen. Uit deze tabel blijkt dat de waardes bekomen op basis van de analyse van digitale metergegevens lager liggen dan die uit onze studie laagspanningscapaciteit 2024. Belangrijk om hierbij op te merken is dat de digitale metergegevens waarschijnlijk een bias bevatten. Het gaat namelijk om de data van Fluvius klanten die proactief gevraagd hebben om hun kwartiergegevens te registreren. Het gaat dus om netgebruikers die geïnteresseerd zijn in hun energieverbruik en daarom vermoedelijk aan de voorhoede van de energietransitie staan. Bovendien heeft er tijdens de periode waarover deze data loopt geen grote winterpiek plaatsgevonden, waardoor qua afname van warmtepompen niet de grootst mogelijke impact op de netten (of 'worst-case scenario') gecapteerd werd. Een andere bemerking is dat het gedrag van netgebruikers in de toekomst kan wijzigen door o.a. nieuwe leveranciersproducten of een andere vorm van nettarieffacturatie. Het is dus belangrijk om dit soort analyses te blijven uitvoeren om het gedrag van netgebruikers en de evolutie daarin continu op te volgen.

¹⁶ Voor een gedetailleerd overzicht van de ontwikkelde toekomstscenario's verwijzen we naar het vorig jaar gepubliceerde rapport <https://www.vlaamsenutsregulator.be/nl/document/rapp-2024-05>.

¹⁷ <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352467725000876?dgcid=coauthor>

Tabel 2: Bereik van de specifieke bijdrages van elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen aan de synchrone piek, berekend op basis van de toekomstscenario's uit de studie laagspanningscapaciteit 2024 en een analyse van digitale metergegevens.

	Studie laagspanningscapaciteit 2024			Analyse digitale metergegevens 2022		
	Minimum [kW]	Gemiddelde [kW]	Maximum [kW]	Minimum [kW]	Gemiddelde [kW]	Maximum [kW]
Elektrische voertuigen	1.54	2.79	2.94	0.61	1.75	3.62
Warmtepompen	1.31	2.54	3.89	0.19	1.24	2.97
Zonnepanelen	3.40	4.25	5.95	2.19	3.89	5.56

Om de totale synchrone afnamepiek per toegangspunt te berekenen, vertrekken we van een gemiddelde synchrone afnamepiek zonder toestellen van 1,8 kW berekend op basis van de simulaties met de rekentool van Fluvius voor de huidige situatie. Deze basiswaarde wordt vervolgens vermeerderd met de synchrone afnamepiek van elektrische voertuigen en/of warmtepompen. De totale synchrone injectiepiek wordt daarentegen enkel bepaald door de piekbijdrage van de zonnepanelen.

3.3 Capaciteitsbehoefte ten gevolge van de uitrol van elektrische toepassingen

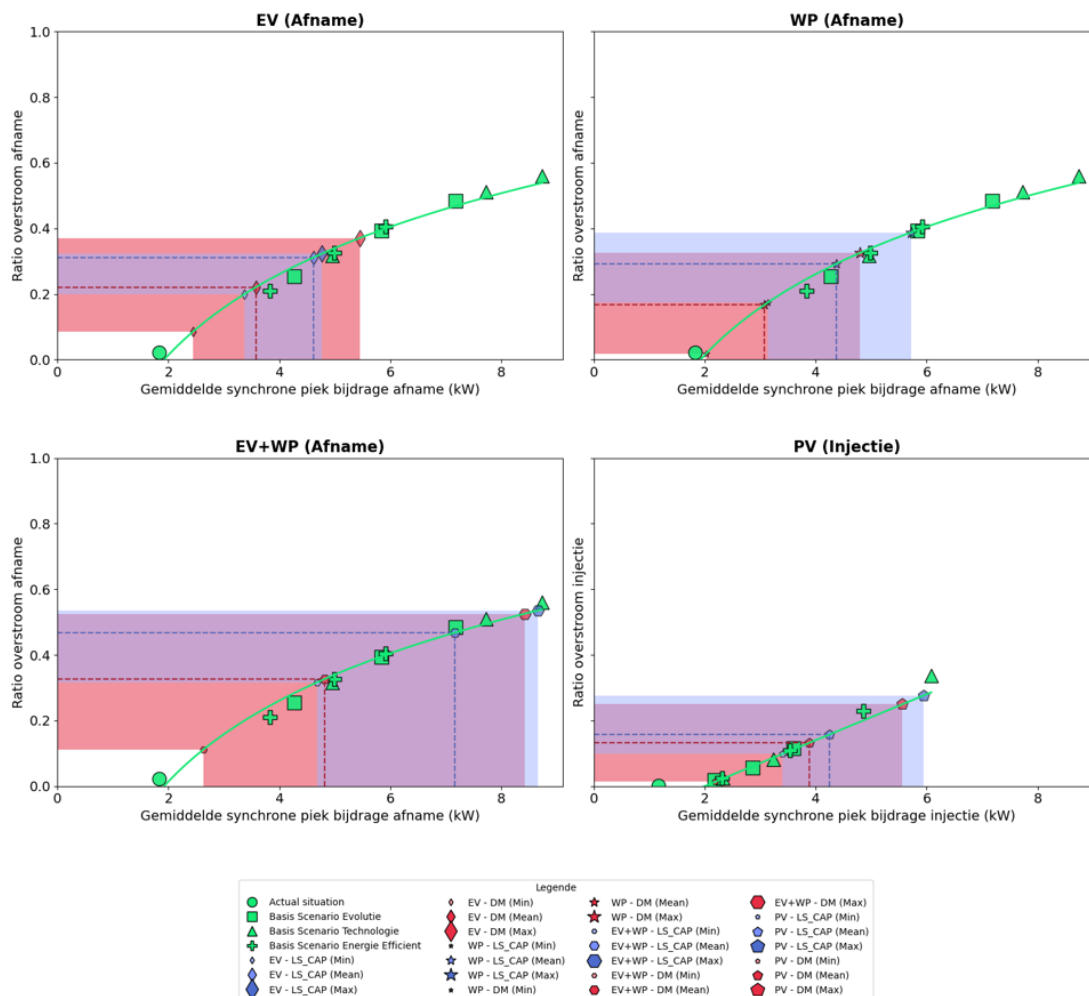
Nu we het bereik voor de verschillende toepassingen bepaald hebben, kunnen we hun maximale impact op de verschillende congestieparameters berekenen. Hiervoor maken we gebruik van de verschillende regressievergelijkingen uit Tabel 1 waarbij we als x-waarde de gemiddelde synchrone piekbijdrage van de toegangspunten gebruiken. Deze x-waarde hangt af van de elektrische toepassingen die verondersteld worden aanwezig te zijn. Meer specifiek kunnen we een inschatting maken van de congestieparameters in de volgende situaties:

- Impact van een volledige uitrol van elektrische voertuigen (afname)
- Impact van een volledige uitrol van warmtepompen (afname)
- Impact van een volledige uitrol van elektrisch voertuigen én een warmtepompen (afname)
- Impact van een volledige uitrol van zonnepanelen (injectie)

Merk op dat om een inschatting te maken van de impact bij een volledige uitrol van elektrisch voertuigen én warmtepompen we de som nemen van individuele piekbijdrages van elektrische voertuigen en warmtepompen bij gebrek aan specifieke data uit de digitale meteranalyse voor de klantengroep met zowel een elektrisch voertuig als een warmtepomp. Door de som te nemen van de individuele piekbijdrages is de totale piekbijdrage van deze klantengroep een overschatting aangezien die pieken van het elektrisch voertuig en van de warmtepomp niet steeds gelijktijdig zullen optreden.

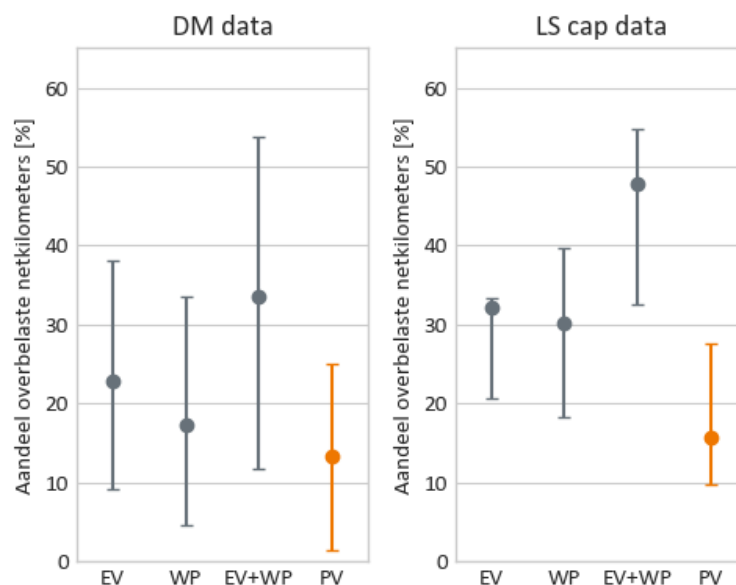
Figuur 7 toont voor deze vier gevallen hoe de impact op het aandeel overbelaste netkilometers kan worden afgeleid uit de regressievergelijkingen. De groene elementen in deze figuur zijn de datapunten die gebruikt werden om de regressievergelijkingen af te leiden (zie ook par. 3.1). De rode elementen op de grafiek geven de resultaten weer op basis van de digitale metergegevens en de blauwe elementen geven de resultaten weer op basis van de gegevens uit de vorige versie van

deze studie. Soortgelijke grafieken voor de andere congestieparameters kunnen worden teruggevonden in het in Bijlage 6.1 toegevoegde rapport.



Figuur 7: Gebruik van de netbelastingscurves voor de vier (combinaties van) elektrische toepassingen ter bepaling van het aandeel overbelaste netkilometers.

Figuur 8 toont het bereik van het aandeel overbelaste netkilometers berekend op basis van de digitale metergegevens en de assumpties uit de vorige studie laagspanningscapaciteit voor de vier situaties.



Figuur 8: Aandeel overbelaste netkilometers ten gevolge van een volledige uitrol van de verschillende elektrische toepassingen berekend op basis van de piekbijdrages volgens de digitale metergegevens (links) en de assumpties uit de vorige studie laagspanningscapaciteit (rechts).

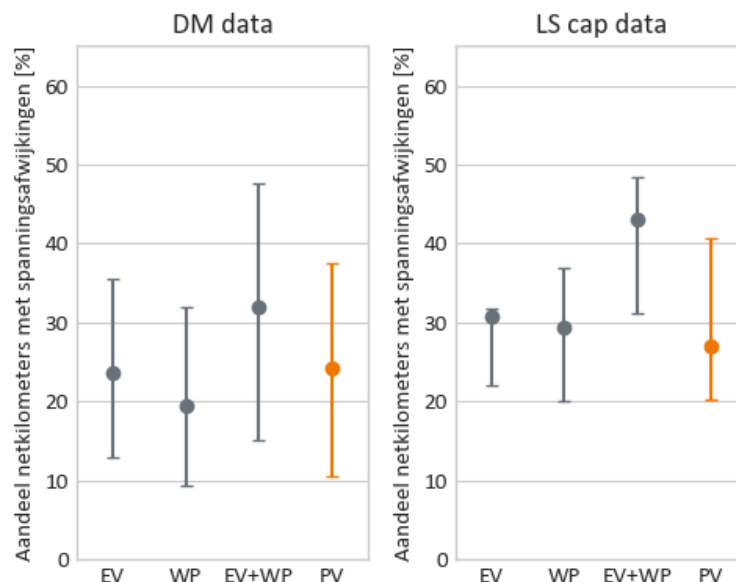
Een eerste observatie bij deze figuur is dat de analyse op basis van de digitale meterdata resulteert in een lager aandeel overbelaste netkilometers. Dit is een logisch gevolg van de vorm van de netbelastingcurves in combinatie met de lagere synchrone piekbijdrages voor de verschillende technologieën uit Tabel 2. Het verschil is echter veel kleiner voor de zonnepanelen dan voor de andere toepassingen. Het lijkt hierdoor mogelijk dat de toekomstscenario's in onze voorgaande studie de impact van de elektrificatie op de Vlaamse laagspanningsdistributienetten overschatten. Een belangrijke kanttekening hierbij is nog steeds dat de digitale metergegevens waarop de analyse gebaseerd is een bias bevat met grotendeels netgebruikers die waarschijnlijk actief hun verbruik opvolgen en lokaal optimaliseren (bv. reductie van de afnamepiek als reactie op het capaciteitsstarief). Daarnaast is het steeds belangrijk om na te gaan in welke mate de gebruikte digitale meterdata een worst-case situatie bevat waarin het net sterk belast wordt (bv. bevat de digitale meterdata een koude winterperiode waarin er zich een worst-case afnamepiek voordeed?).

Een tweede observatie is dat de impact van elektrische voertuigen en warmtepompen op het laagspanningsnet elk afzonderlijk niet heel veel groter is dan die van zonnepanelen. De gecombineerde impact van elektrische voertuigen en warmtepompen samen, blijft wel een stuk hoger dan die van zonnepanelen. Een nuance hierbij is wel dat, wegens de onbeschikbaarheid van digitale metergegevens van de specifieke klantengroep met zowel een elektrisch voertuig als een warmtepomp, de impact op het aandeel overbelaste netkilometers volgt uit een som van de synchrone piekbijdrages van beide toestellen. De gelijktijdigheid tussen het laden van het elektrisch voertuig en het gebruik van de warmtepomp wordt dus niet mee inrekening gebracht, waardoor de impact op het aandeel overbelaste netkilometers wordt overschat.

Op een gelijkaardige manier toont Figuur 9 het aandeel netkilometers met spanningsafwijkingen groter dan 7,5%. In deze figuur observeren we eveneens dat de analyse op basis van de digitale metergegevens resulteert in een lagere impact voor elektrische voertuigen en warmtepompen in

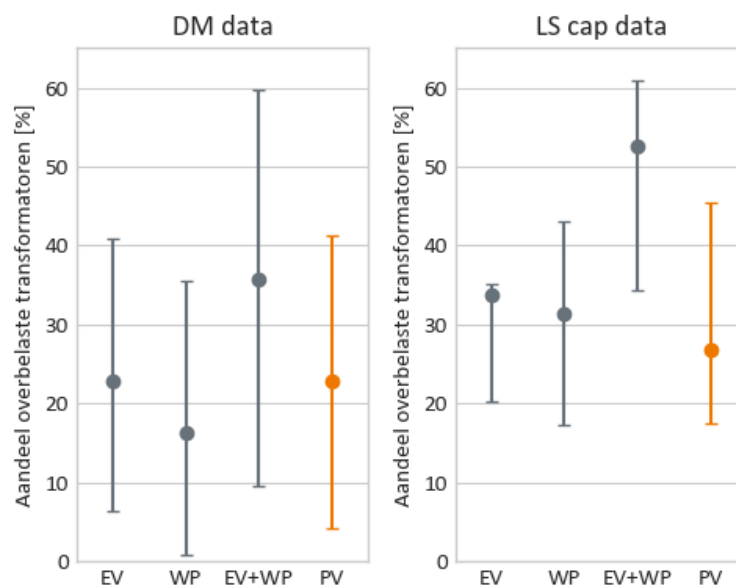
vergelijking met de assumpties uit de voorgaande studies. De impact van de zonnepanelen daalt eveneens, maar slechts beperkt.

Voor spanningsafwijkingen zien we dat de gecombineerde impact van elektrische voertuigen en warmtepompen iets hoger is dan die van de zonnepanelen, bij het hanteren van de worst case inschatting waarbij de synchrone piekbijdrages van elektrische voertuigen en warmtepompen opgeteld worden. De individuele impact van warmtepompen en elektrische voertuigen is voor wat betreft de spanningsafwijkingen kleiner dan deze van de zonnepanelen.



Figuur 9: Aandeel netkilometers met spanningsafwijkingen groter dan 7,5% ten gevolge van een volledige uitrol van de verschillende elektrische toepassingen berekend op basis van de piekbijdrages volgens de digitale metergegevens (links) en de assumpties uit de vorige studie laagspanningscapaciteit (rechts).

Ten slotte toont Figuur 10 het aandeel overbelaste transformatoren. De inzichten voor overbelaste transformatoren zijn gelijklopend met die voor spanningsafwijkingen.



Figuur 10: Aandeel overbelaste transformatoren ten gevolge van een volledige uitrol van de verschillende elektrische toepassingen berekend op basis van de piekbijdrages volgens de digitale metergegevens (links) en de assumpties uit de vorige studie laagspanningscapaciteit (rechts).

Uit deze figuren valt af te leiden dat uiteindelijk de congestieproblemen op kabels en transformatoren veroorzaakt door de injectiepiek bij een volledige uitrol van zonnepanelen nog steeds iets lager zou liggen dan deze veroorzaakt door een worst-case afnamepiek bij een volledige uitrol van elektrische voertuigen en warmtepompen. Echter verkleint het verschil tussen de impact van de afname- en injectiepiek duidelijk ten opzichte van deze berekend op basis van de assumpties in de voorgaande studies. Bovendien overlappen de onzekerheidsbanden van de totale injectie- en afnamepiek voor een groot stuk.

De vraag of de netversterkingen voornamelijk zullen worden gedreven door de afnamepiek dan wel de injectiepiek zal uiteindelijk afhangen van de snelheid waarmee het aantal elektrische voertuigen en warmtepompen enerzijds en het aantal zonnepanelen anderzijds zal stijgen. We weten dat vandaag voornamelijk klachten over netproblemen gerapporteerd worden die te maken hebben met de injectie door zonnepanelen. De hoge gelijktijdige injectie zorgt voor een toenemend aantal uitvallende omvormers. Op korte termijn lijkt de impact van injectie dus alvast hoger te zijn dan die van afname. Het blijft daarom belangrijk om de evoluties rond adoptie en dimensionering van elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen verder op te volgen.

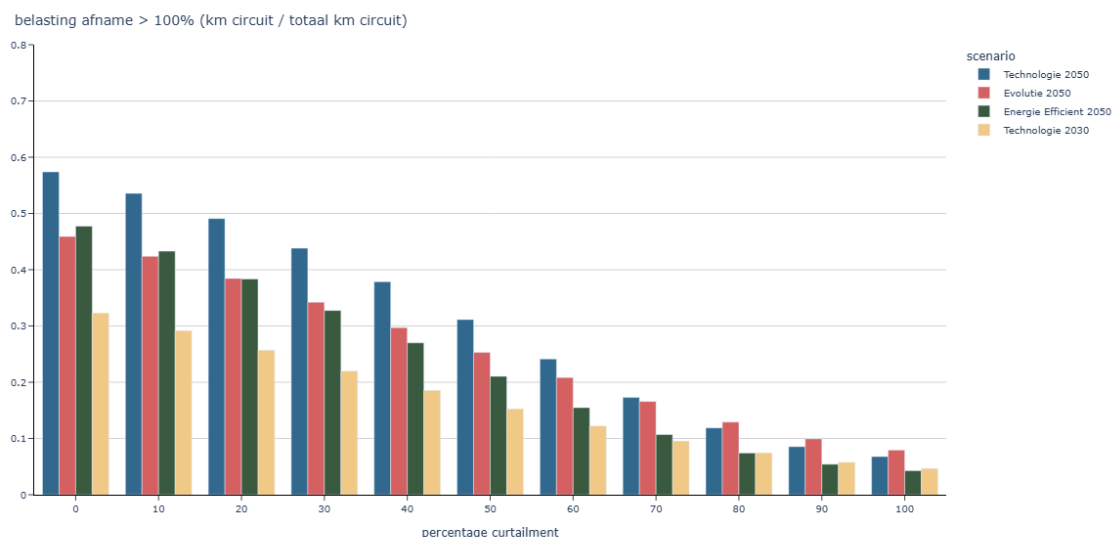
4 Capaciteitsbehoefte met beleidsmaatregelen

Ook in deze vervolgstudie belichten we de mogelijke impact van beleidsmaatregelen op de capaciteitsbehoeften. Beleidsmaatregelen kunnen namelijk het afgenomen of geïnjecteerde vermogen tijdens het worst-case piekmoment reduceren waardoor de toekomstige capaciteitsbehoefte ook kan worden gereduceerd. In het eerste rapport van deze studie¹⁸ werd een overzicht gegeven van mogelijke beleidsmaatregelen die hiertoe zouden kunnen bijdragen.

Hoeveel het vermogen kan worden beperkt door een specifieke beleidsmaatregel is meestal niet zo eenvoudig in te schatten, aangezien het afhangt van de reactie van de netgebruikers op laagspanning op deze beleidsmaatregel. Daarom kiezen we ervoor om de impact voor een range van gereduceerde piekvermogens te evalueren met de NGIN-tool voor verschillende toekomstscenario's uit de studie van vorig jaar zonder deze te koppelen aan een specifieke beleidsmaatregel.

Voor een volledig overzicht van de impact van vermogensbegrenzing op de verschillende congestieparameters verwijzen we naar het in Bijlage 6.2 toegevoegde VITO rapport. In voorliggend rapport beperken we ons tot het bespreken van het effect van vermogensbegrenzing op het aandeel overbelaste netkilometers. De impact op de spanningsvariaties en het aandeel overbelaste transformatoren kent namelijk eenzelfde evolutie.

Figuur 11 toont het aandeel overbelaste netkilometers in functie van de reductie van het piekvermogen. Merk op dat een zeer hoge reductie van het piekvermogen door beleidsmaatregelen niet heel realistisch is, en dat de impact die beleidsmaatregelen hebben zich waarschijnlijk zal beperken tot de linkerhelft van Figuur 11.



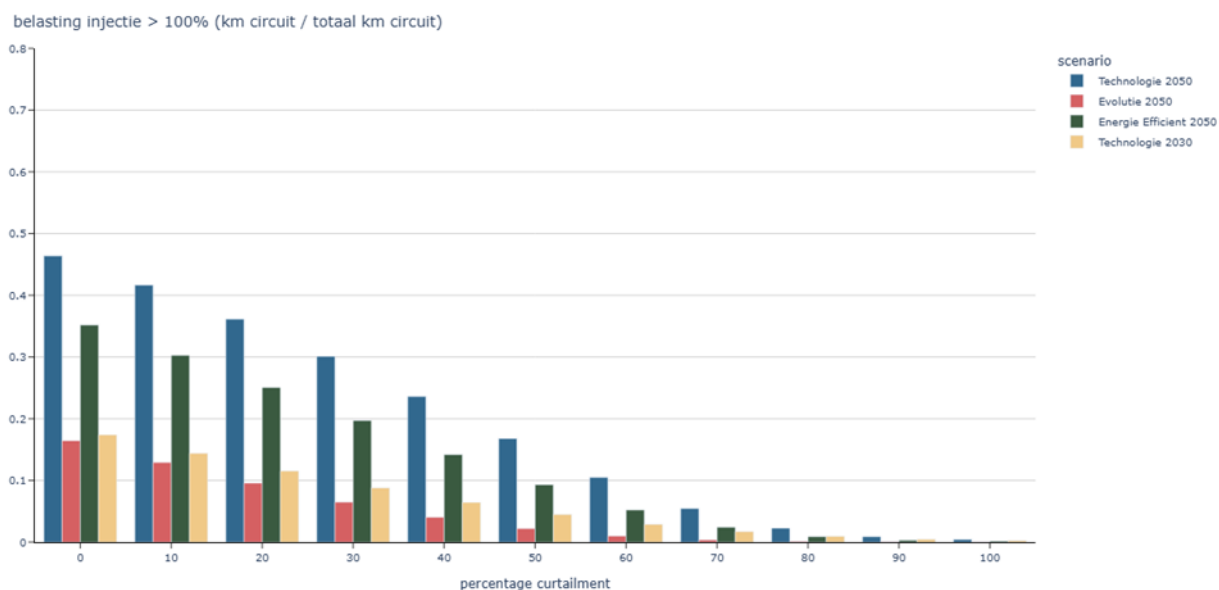
Figuur 11: Het aandeel overbelaste netkilometers (in decimale notatie) ten gevolge van afname in functie van het percentage afnamevermogensbegrenzing

De resultaten geven aan dat een afnamevermogensbegrenzing een reductie van het aandeel overbelaste netkilometers veroorzaakt, maar dat de vermogensbegrenzing redelijk hoog moet zijn om een groot effect te hebben op de capaciteitsbehoefte. In lijn met vorige versies van deze studie

¹⁸ <https://www.Vlaamse Nutsregulator.be/nl/document/rapp-2023-02>

kunnen we hieruit dus concluderen dat een aanzienlijk deel van de laagspanningsnetten versterkt zal moeten worden, althans indien afname leidend zou zijn voor de vraag naar netversterking. Eenzelfde situatie zien we bij de overbelaste netkilometers ten gevolge van de injectiepiek in Figuur 12.

Merk op dat we de vermogensbegrenzing bij afname enkel toepassen op aansluitingen met een elektrisch voertuig en/of een warmtepomp aangezien beleidsmaatregelen typisch een impact zullen hebben op deze aansluitingen vanwege de aanwezigheid van flexibel en aanstuurbaar vermogen. Om deze reden blijven in de getoonde scenario's nog steeds overbelaste netkilometers over bij een vermogensbegrenzing van 100%, wat aangeeft dat met de huidige piekbelasting zonder warmtepompen en elektrische voertuigen er reeds overbelaste netkilometers zijn.



Figuur 12: Het aandeel overbelaste netkilometers (in decimale notatie) ten gevolge van injectie in functie van het percentage injectievermogensbegrenzing

5 Conclusie

Dit rapport is een vervolg op de versies die we in februari 2024 en februari 2023 publiceerden over de impact van de verwachte energietransitie en de bijhorende elektrificatie op de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen.

We deden voor deze studie opnieuw een beroep op het VITO als externe consultant, die, in samenspraak met een stuurgroep bestaande uit de Vlaamse Nutsregulator, VEKA en Fluvius, de nodige analyses uitvoerde. De VITO-rapporten zijn als bijlage toegevoegd bij dit samenvattende rapport.

Sinds het vorige rapport werd een nieuwe versie van het rekenmodel van Fluvius in gebruik genomen. Deze nieuwe versie van het rekenmodel bevat een aantal verbeteringen ten opzichte van de versie die gebruikt werd bij de studie van vorig jaar. Zo werd het mogelijk om ook rondstaande distributienetten door te rekenen. Hierdoor kan nu 7000 km van het bestaande laagspanningsdistributienet extra worden doorgerekend. Het aandeel netkilometers dat niet kan worden doorgerekend daalde van ongeveer 11% naar 4%. Daarnaast werd de historische monofasige power flow berekening vervangen door een volwaardige driefasige power flow berekening, en werden de gerapporteerde outputvariabelen uitgebreid zodat zowel voor afname als injectie een volledig zicht op stroomcongestie en spanningsproblemen kan worden bekomen.

We stelden in het vorige rapport vast dat er bij de distributienetbeheerders nog een gebrek was aan beschikbare meetdata over de werkelijke bijdrage van distributienetgebruikers met elektrische toepassingen zoals elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen aan de worst-case afname- en injectiepiek. Door het analyseren van de geanonimiseerde digitale metergegevens kon er voor dit rapport voor het eerst een inschatting gemaakt worden van de werkelijke impact van deze elektrische toepassingen op de gemiddelde synchrone piekbelasting.

Voor het beoordelen van capaciteit van de bestaande Vlaamse distributienetten maakten we deze keer gebruik van netbelastingcurves die een welbepaalde congestieparameter uitzetten ten opzichte van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. Voor het afleiden van deze netbelastingcurves evalueerden we een aantal toekomstscenario's uit de studie van vorig jaar met het nieuwe rekenmodel van Fluvius.

De resultaten van de analyse van de digitale meterdata tonen aan dat de individuele synchrone piekbijdrages van elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen lager liggen dan impliciet verondersteld in de assumpties in onze voorgaande studies. De impact van bijkomende elektrificatie werd dus mogelijk voor een stuk overschat. Belangrijk om hierbij op te merken is dat de digitale metergegevens waarop de analyse gebaseerd is vermoedelijk een bias bevat wegens grotendeels afkomstig van netgebruikers die waarschijnlijk actief hun verbruik opvolgen en lokaal optimaliseren. De mogelijke overschatting is wel veel meer uitgesproken voor de afnamepiek dan voor de injectiepiek, waardoor het eerder geobserveerde verschil tussen de impact van de afname- en injectiepiek verkleint. De gecombineerde impact van elektrische voertuigen en warmtepompen lijkt weliswaar groter te zijn dan de impact van zonnepanelen. Dit geldt echter niet voor hun individuele impact. Deze is namelijk van dezelfde grootteorde als die van zonnepanelen.

In de studie werd ook de impact gesimuleerd van beleidsmaatregelen die een verlagend effect op de piekbelasting hebben. Door de afname- en injectievermogens te beperken kunnen netversterkingen in theorie vermeden worden, maar uiteindelijk zal een groot stuk van de bestaande laagspanningsnetten moeten versterkt worden.

6 Bijlagen

6.1 Onderdeel II: Ondersteuning voor het opstellen van toekomstscenario's

6.2 Onderdeel III: Ondersteuning van de simulatie van toekomstscenario's onder verschillende (beleids)maatregelen