

Oplossingsrichtingen voor congestie in middenspanningsnetten: de casus Buiksloterham-Zuid/Overhoeks Amsterdam

Palensky, P.; Rueda, José L.; Vergara Barrios, P.P.; Boricic, A.; Fu, A.; Voskuilen, Paul

DOI

[10.13140/RG.2.2.11476.68481](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.11476.68481)

Publication date

2022

Citation (APA)

Palensky, P., Rueda, J. L., Vergara Barrios, P. P., Boricic, A., Fu, A., & Voskuilen, P. (2022). *Oplossingsrichtingen voor congestie in middenspanningsnetten: de casus Buiksloterham-Zuid/Overhoeks Amsterdam*. openresearch.amsterdam. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.11476.68481>

Important note

To cite this publication, please use the final published version (if applicable). Please check the document version above.

Copyright

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download, forward or distribute the text or part of it, without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license such as Creative Commons.

Takedown policy

Please contact us and provide details if you believe this document breaches copyrights. We will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Publieke samenvatting

Oplossingsrichtingen voor congestie in middenspanningsnetten: de casus Buiksloterham-Zuid/Overhoeks Amsterdam

AMS Institute en TU Delft

Augustus - December 2021

Context

Dit project is gestart naar aanleiding van de vooraankondiging¹ verwachte congestie in het elektriciteitsnet in de Amsterdamse regio Buiksloterham-Zuid/Overhoeks op 24 juni 2021 door Liander, de regionale netbeheerder van elektriciteits- en gasnetwerken. De hier gepresenteerde analyse is het resultaat van de samenwerking van het Advanced Metropolitan Solutions Institute in Amsterdam (AMS Institute) en de onderzoeksgroep Intelligent Electric Power Grids (IEPG) van de Technische Universiteit Delft (TU Delft). Dit onderzoeksproject is gestart met de bedoeling om netbeheerder Liander en de gemeente Amsterdam te ondersteunen bij het zoeken naar oplossingsrichtingen en een korte termijn aanpak voor congestieproblemen in het middenspanningsnet. Oplossingen moeten bovendien replicerbaar zijn, omdat vergelijkbare situaties zich in de nabije toekomst ook elders in Amsterdam en in andere stedelijke gebieden kunnen voordoen.

Het project is uitgevoerd met cofinanciering door het AMS Institute en de TU Delft. De steun vanuit de gemeente Amsterdam en Liander was essentieel om gegevens te kunnen verzamelen voor de ontwikkeling van een netwerkmodel voor gedetailleerde berekening van de energiestromen in het middenspanningsnetwerk in Buiksloterham-Zuid/Overhoeks. Verder willen de auteurs graag de lokale grootverbruikers bedanken die toestemming hebben gegeven voor het gebruik van hun energiedata, die zijn gebruikt voor het kalibreren van het netwerkmodel. Deze publieke samenvatting is een ingekorte bewerking van het Engelstalig origineel.

¹ <https://www.liander.nl/sites/default/files/20211209%20Vooraankondiging%20verwachte%20congestie%20Noord%20Papaverweg%20v1.2.pdf>

Onderzoeksteam:

Prof. Peter Palensky (TU Delft)
Associate Prof. Jose Rueda Torres (TU Delft)
Assistant Prof. Pedro Vergara (TU Delft)
Aleksandar Boričić, Ph.D. candidate (TU Delft)
Aihui Fu, PhD candidate (TU Delft)
Paul Voskuilen (AMS Institute)

Met ondersteuning van Gemeente Amsterdam en Liander

Vrijwaring:

De TU Delft en AMS Institute hebben hun uiterste best gedaan om de analyse volledig en juist uit te voeren met de beschikbare gegevens. Het doel van dit project is om netbeheerder Liander te ondersteunen bij het zoeken naar nieuwe oplossingen voor congestieproblemen in het middenspanningsnetwerk op korte termijn. De TU Delft en AMS Institute aanvaarden geen enkele aansprakelijkheid voor de exploitatie of technische en/of financiële haalbaarheid van de voorgestelde oplossingstrajecten. Vanwege de leesbaarheid van dit rapport, is de beschrijving van de totstandkoming van het power-flowmodel aanzienlijk ingekort. Neem voor meer informatie over de geïntegreerde belastingen in de modellering en geïntegreerde aannames contact op met Paul Voskuilen, AMS Institute, paul.voskuilen@ams-institute.org.

Samenvatting

Door middel van een zo representatief mogelijk rekenmodel voor het middenspanningsnet van de Amsterdamse gebieden Buiksloterham-Zuid/Overhoeks (BZOH), heeft het onderzoeksteam een detailanalyse kunnen uitvoeren naar de verwachte leveringscongestie in dit gebied zoals aangekondigd door Liander op 24 juni 2021. De detailanalyse laat een grootschalige toename in elektriciteitsverbruik in 3 jaar tijd zien, voornamelijk vanwege de stedelijke ontwikkeling in Overhoeks. Uit de beperkte beschikbare data en de resultaten uit het rekenmodel blijkt dat deze toename in vermogensvraag in het middenspanningsnet boven de normale beleidsgrenzen komt totdat de realisatie van de geplande netuitbreiding halverwege 2023 gereed is. De capaciteit is vooral ontoereikend in storings- en/of onderhoudssituaties, ook wel verschakelde toestand genoemd, in bepaalde delen van het netwerk.

De studie laat zien dat het effectief verschakelen van het netwerk door Liander een groot deel van het capaciteitsprobleem vermindert. Er bestaan meerdere mogelijkheden om de configuratie van het net aan te passen om zowel in normaal bedrijf als in storings- en/of onderhoudssituaties belastingen beter in het netwerk te kunnen integreren.

Een optimale netwerktopologie is daarom noodzakelijk om capaciteit vrij te spelen. In combinatie met een alternatieve reservestelling voor storing en onderhoud (t.o.v. de huidige reservecapaciteit in het netwerk) blijkt dat kritieke netsituaties voorkomen kunnen worden. Om tot een kosteneffectieve en uitvoerbare inschatting te komen voor de dimensionering en locatie van de alternatieve reservestelling, is het detailniveau van netanalyse cruciaal en is voor het toepassen van een alternatieve reservestelling in BZOH een kalibratie van deze studie door Liander noodzakelijk. Daarbij kan de detailanalyse inzichten bieden om in tijden van congestie het overschrijden van de normale beleidsgrenzen omtrent kabelbelasting tijdelijk toe te staan onder de veilige omstandigheden. Op basis van de resultaten uit deze studie zijn deze opties voor reservestelling vanuit energetisch perspectief kansrijk voor BZOH, zonder een verdere uitwerking te bieden voor implementatie:

1. Het alleen tijdens specifieke storings- en onderhoudssituaties afschakelen van collectieve warmtepompen van zeer goed geïsoleerde hoogbouw, alleen tijdens de piekmomenten overdag en alleen tot de netverzwaring medio 2023 gerealiseerd is. Anders gezegd: mocht er in de periode tot midden 2023 een uiterst ongunstige storing zijn in het middenspanningsnet van BZOH, dan is het overdag afschakelen van collectieve warmtepompen in nieuwe hoogbouw een mogelijkheid om middenspanningscongestie te voorkomen om alle andere ontwikkelingen in het gebied permanent van een elektriciteitsaansluiting te voorzien. Deze afschakeling kan zonder comfortverlies voor de bewoners, zonder tijdelijke CO₂-uitstoot van eventuele generatoren en is mogelijk, mits goed afgestemd, betrekkelijk eenvoudig uitvoerbaar op korte termijn. Hoewel de kans voor een storing op deze specifieke locaties in dit korte tijdsbestek niet uit te sluiten is, kan een risicoanalyse een inschatting geven voor een weloverwogen keuze tot de afschakeling van specifieke warmtepompen. (Voor deze oplossing is het noodzakelijk detailniveau van de analyse hoog).
2. Het integreren van 2 opslagsystemen op strategische locaties in het netwerk. In deze studie is gebleken dat vooral storings- en/of onderhoudssituaties aan het begin van 2 kabels leiden tot zeer hoge belastingen. Om de hoge belastingen te voorkomen, is de integratie van opslag een mogelijke oplossing. In deze studie is vooral het benodigde vermogen van de opslag uitgezocht: er is tot 2MW nodig om alle mogelijke situaties van overbelasting gedurende elk moment van het jaar te voorkomen in het netwerk. Uit de studie blijkt dat de relatie tussen het benodigde vermogen en de overbelasting niet-lineair is, dat wil zeggen dat een relatieve grote vermindering in opslagvermogen toch een groot deel van de overbelastingssituaties zou kunnen voorkomen. Gezien de typische storingshersteltijd van 3-10 dagen is de 2MW ook een overdimensionering van wat er daadwerkelijk nodig is, en is niet gezegd dat deze 2MW batterijen optimaal benut worden vanwege het ontbreken van een economische analyse. Een

hoger detailniveau van het netmodel leidt tot een betere dimensionering van de batterijen, inclusief een indicatie omtrent de batterij capaciteit.

3. De integratie van 2 generatoren (diesel, brandstofcellen) op de locaties van de batterijen. Een pragmatische oplossing, en reeds vaak uitgevoerd door Liander op afgelegen locaties in unieke storingsituaties. Ten opzichte van batterijen en vraagsturing een oplossing met CO₂-uitstoot, maar alleen ten tijde van een mogelijke storing in het net voor de typische duur van herstelwerkzaamheden van Liander van 3 tot 10 dagen. Dit in tegenstelling tot het mogelijk dagelijks gebruik van een generator door een grootverbruiker die nu niet op het net aangesloten kan worden.

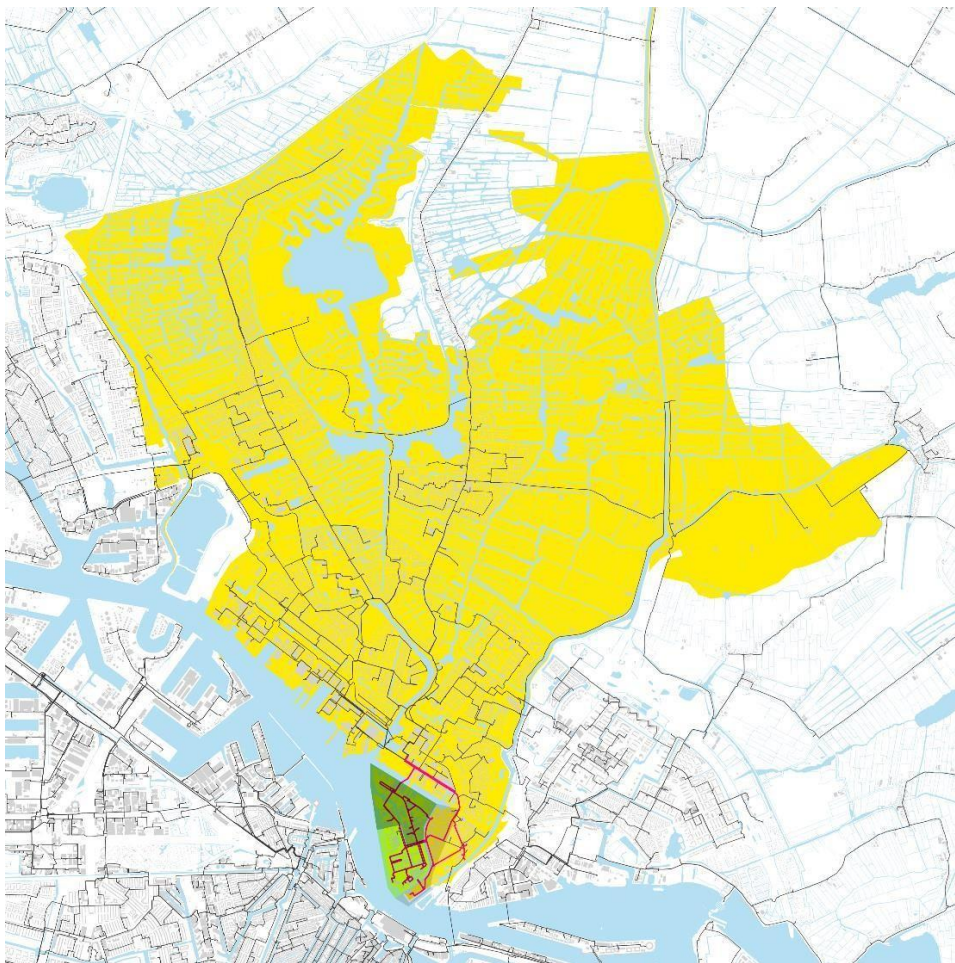
Ten slotte, op 16 september 2021 kondigde Liander aan dat niet alleen het middenspanningsnet, maar er ook voor het onderstation Noord-Papaverweg congestie verwacht wordt. Daardoor is het verhelpen van middenspanningscongestie alleen niet voldoende om partijen in BZOH weer toegang te bieden tot het net. De verdere elektrificatie van mobiliteit en industrie, samen met de warmtetransitie, zorgen wel voor de verwachting dat middenspanningscongestie meerdere gebieden in Amsterdam en omgeving zal treffen. Voor deze uitdaging is een structurele, actieve benutting van de reservecapaciteit van het middenspanningsnet tot de geplande netverzwaring gereed is in combinatie met een additionele strategische reservestelling (d.m.v. klantflexibiliteit, batterijen of generatoren) een effectieve oplossing. Voor het structureel veilig inzetten van deze tactiek is een logische vervolgstap om kwetsbare gebieden op korte termijn te inventariseren en een risico-gebaseerde reservestelling te gaan onderzoeken voor de stad.

Inhoud

1. Inleiding	6
2. Netcongestie in Buiksloterham-Zuid/Overhoeks: een casestudy	7
2.1. Soorten belastingen en verbruikers in BZOH	7
2.2. Middenspanningsnet in het BZOH-gebied	8
2.3. Gebruik van MS-kabels in het BZOH-gebied in 2020-2021	9
2.4. Aankondiging van congestie: problemen tijdens leveringsonderbrekingen	10
3. Ontwikkeling van een power-flowmodel voor BZOH	11
3.1. Bottom-upmethode en modelvalidatie	12
3.2. Bedrijfsscenario 2023: twee sets inputgegevens	13
3.3. Resultaten voor Alfa 2023- en Bèta 2023-inputgegevens per MS-kabel	14
4. Voorgestelde technische oplossingen	14
5. Resultaatanalyse en discussie	15
5.1 Oplossing 1: optimalisatie van de topologie van het netwerk	15
5.2. Oplossing 2: ringtopologie	18
5.3. Oplossing 3: energieopslag in grootschalige batterijsystemen	18
5.4. Oplossing 4: vraagflexibiliteit	19
5.5. Overzicht van oplossingsrichtingen en conclusie	22
6. Vervolgstappen: 2022 en daarna	23
6.1. Aanbevolen stappen voor het BZOH-gebied in Amsterdam	24
6.2. Aanbevolen stappen voor Amsterdam	26
6.3. Aanbevolen stappen voor nader onderzoek naar netcongestie	26-27

1. Inleiding

Uit de *Themastudie Elektriciteitsinfrastructuur Amsterdam*², ontwikkeld door de gemeente Amsterdam en Liander, blijkt dat de verwachte ontwikkeling van nieuwe woningen en de (gedeeltelijke) elektrificatie van de warmtevoorziening, industrie en mobiliteit, samen met de integratie van nieuwe datacenters een grote impact op het elektriciteitsnet van Amsterdam zullen hebben. De Themastudie benadrukt de noodzaak voor uitbreiding van het elektriciteitsnet. Helaas zijn er al locaties bekend waar deze uitbreiding niet tijdig kan worden gerealiseerd. De eerste van deze locaties werd op 24 juni 2021 bekendgemaakt. (De officiële aankondiging van Liander over de verwachte congestieproblemen is te vinden op de website van Liander³.) In het Westhavengebied en de wijken **Buiksloterham Zuid/Overhoeks** stijgt de vraag naar netcapaciteit sneller dan de voorziene capaciteitsuitbreiding kan bijbenen. Liander kende aan de Westhaven de code oranje toe, aangezien een tijdelijke oplossing (i.e. congestiemanagement) werd onderzocht. Het gebied Buiksloterham Zuid/Overhoeks kreeg de code rood: de enige mogelijke oplossing om capaciteit beschikbaar te makende is uitbreiding van het elektriciteitsnet. Dit staat gepland voor het eerste kwartaal van 2023.



Figuur 1: De Amsterdamse regio die verbonden is met het onderstation Noord Papaverweg (geel gearceerd). De wijken met de congestie in het middenspanningsnet zijn Overhoeks (lichtgroen), Buiksloterham Zuid (donkergroen) en Van der Pekbuurt (grijs).

De congestie in de twee genoemde gebieden heeft een verschillend karakter. Westhaven heeft te maken met verwachte congestie van een 150 kV onderstation dat een groot gebied bedient. In verband met verschillende nieuwe grootverbruikers van elektriciteit moet het onderstation worden uitgebreid, dat naar verwachting vijf tot zeven jaar zal duren. De congestie in de wijk Buiksloterham-Zuid/Overhoeks (hierna: BZOH) wordt gekenmerkt door een toename van het verbruik als gevolg van de snelle stedelijke herontwikkeling in het

² <https://openresearch.amsterdam.nl/page/46981/themastudie-elektriciteitsinfrastructuur>

³ <https://www.liander.nl/sites/default/files/20211209%20Vooraankondiging%20verwachte%20congestie%20Noord%20Papaverweg%20v1.2.pdf>

gebied. Deze congestie doet zich voor in de ondergrondse middenspanningskabels (MS-kabels) die afkomstig zijn van het onderstation Noord-Papaverweg. De MS-kabels die in vergelijking met een onderstation een kleiner gebied bedienen (aangegeven met de rode kabels in figuur 1) zullen niet de capaciteit bieden voor de toegenomen vraag. Vanwege de geringe omvang van het betreffende gebied en de aard van de MS-congestie kwam Liander al snel tot de conclusie dat congestiemanagement hier geen optie zou zijn. Daarom gaf Liander aan dat er geen alternatief is dan het versnellen van de voorgenomen netwerkuitbreiding en het informeren van grootverbruikers dat ze op dit moment geen netaansluitingen kunnen uitbreiden en/of nieuwe aansluitingen kunnen aanvragen – vandaar code rood.

In deze context is dit onderzoeksproject bedoeld om ondersteuning te bieden aan de gemeente Amsterdam, Liander en richting getroffen grootverbruikers door een analyse te maken van de congestieproblematiek in BZOH. Een integrale aanpak van het probleem door middel van identificatie en beoordeling van mogelijke (combinaties van) technische oplossingen leidt er hopelijk toe dat Liander de aanvragen van verbruikers voor nieuwe aansluitingen alsnog kan accepteren. Dit project is gericht op kortetermijnoplossingen voor MS-congestie zoals de huidige congestie in BZOH: er wordt niet verder gekeken dan de jaren 2022 en 2023, aangezien de verwachte uitbreiding van het net tot voldoende capaciteit zal leiden.

Tenslotte, de vooraankondiging congestie van Liander op 16 september 2021 betreffende de congestie bij het onderstation Noord-Papaverweg heeft invloed op het mogelijk gebruik van de resultaten van dit verkennende onderzoek. Het vinden van een mogelijke oplossing voor de congestie bij Noord-Papaverweg is buiten scope van dit onderzoek, wat zich alleen richt op het middenspanningsnetwerk.

2. Netcongestie in Buiksloterham-Zuid/Overhoeks: een casestudy

2.1. Soorten belastingen en verbruikers in BZOH

Hoewel het BZOH-gebied oorspronkelijk vooral een zware industrie functie had, herbergt het momenteel een groot aantal appartementengebouwen. In deze wijk is de bebouwde omgeving voor een groot deel ná 2000 gerealiseerd. Dit betekent dat het gaat om relatief goed geïsoleerde woningen, waarvan de meeste niet worden verwarmd met behulp van aardgas. Een stadsverwarmingsnet is zeer beperkt aanwezig⁴ en de meeste nieuwe woongebouwen zijn uitgerust met centrale warmte- en koudeopslagsystemen (WKO) en warmtepompen, in combinatie met elektrisch koken en een boosterwarmtepomp voor warm tapwater. Zoals te zien is in Figuur 2, is het merendeel van het gebied in ontwikkeling.

Hoewel woningbouw de dominante ontwikkelingsvorm in het BZOH-gebied is, zal een deel van de industrie blijven bestaan, of worden aangevuld met zakelijk gebruik zoals kantoren, musea of entertainment. In het kader van dit onderzoek heeft Liander aangegeven dat er meer dan 20 verschillende zakelijke verbruikers zijn met een netaansluiting groter dan 3x80 Ampère. Deze verbruikers zijn verplicht om hun energieverbruik gedetailleerd te meten en hebben een bilateraal contract met Liander gesloten over het gecontracteerde piekvermogen.

⁴ [Stadsverwarming en -verkoeling \(amsterdam.nl\)](https://www.amsterdam.nl/vervoer/vervoer-en-energie/stadsverwarming-en-verkoeling)



Figuur 2: Beeld van de herontwikkeling van Overhoeks⁵ (links) en Buiksloterham-Zuid⁶ (rechts).

2.2. Middenspanningsnet in het BZOH-gebied

Het verkennen van oplossingsrichtingen voor het verlichten van de congestie in de periode tot aan de uitbreiding van het netwerk (naar verwachting van Liander gereed in het eerste kwartaal van 2023, de berekeningen in dit rapport rekenen uit voorzichtigheid met medio 2023) vereist inzicht in het huidige verbruik per MS-kabel en de verwachte lokale groei van de elektriciteitsvraag in het BZOH-gebied. Hiervoor maakt Liander gebruik van metingen van de desbetreffende MS-kabels in de wijk, gekoppeld aan de voorspelde maximale piek van nieuwe verbruikers van wie een offerteaanvraag voor een aansluiting al is goedgekeurd en de reservering voor de elektriciteitsvraag voor nieuwe woningen, in deze studie aangeleverd door de gemeente Amsterdam. Figuur 3 toont alle MS-kabels volgens de routes die in de zomer van 2021 stroom leverden aan BZOH. Door het net op verschillende plaatsen te openen en te sluiten, kan Liander de routes aanpassen als de omstandigheden daar om vragen. Tot mei 2021 gebruikte Liander vier MS-kabels (V112, V113, V116 en V143) voor de stroomlevering in BZOH, terwijl een vijfde MS-kabel (V147) in reserve werd gehouden voor gebruik tijdens storingen of onderhoudswerk. Met ingang van mei 2021 zijn alle vijf beschikbare MS-kabels continu in bedrijf om overbelasting te voorkomen. De belastingsanalyse voor BZOH is gebaseerd op de recente operationele metingen voor de bovengenoemde MS-kabels.

⁵ [Overhoeks: stadswijk in wording - Gemeente Amsterdam](#)

⁶ [Buiksloterham: duurzame herontwikkeling tot werk- en woongebied - Gemeente Amsterdam](#)

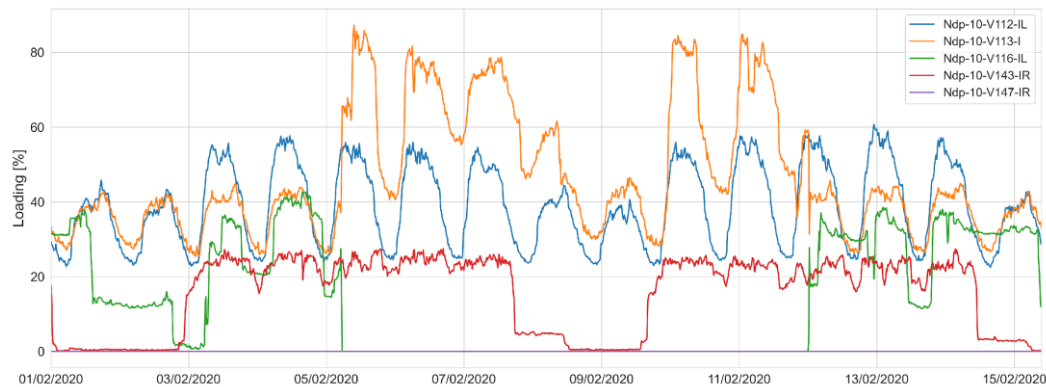


Figuur 3: Ondergrondse ligging van de vijf MS-kabels die in de zomer van 2021 stroom leverden aan BZOH; gebaseerd op informatie van Liander en afgeleid door gebruik te maken van PDOK.nl/viewer: Elektriciteitsnetten

2.3. Gebruik van MS-kabels in het BZOH-gebied in 2020-2021

Elk van de actieve MS-kabels bedient een specifiek deel van het BZOH-gebied en de bijbehorende verbruikers. Liander meet de stroomsterktes in alle MS-kabels onder meer om het toenemende verbruik als gevolg van nieuwe ontwikkelingen te volgen en te kunnen afzetten tegen toekomstige ontwikkelingen op het net (zoals nieuwe verbruikers of integratie van duurzame energie). Figuur 4 toont de geschatte relatieve kabelbelasting in procenten, op basis van stroommetingen, voor alle MS-kabels in BZOH voor de eerste weken van februari 2020 (toen het een relatief milde winter was). Zoals te zien is in Figuur 4, bereikt het verbruik dagelijks een piek tijdens kantooruren. In de eerste week van februari komen kabels V112 en V113 tot circa 60% van hun capaciteit. Bij een leveringsonderbreking⁷ in MS-kabel V116, zoals in begin februari 2020 (met name na 5 februari), was de relatieve belasting echter veel hoger. In onderbrekingssituaties wordt de oorzaak van onderbreking geïsoleerd van het netwerk, terwijl MS-kabels worden verbonden om getroffen verbruikers snel van stroom te voorzien. In dit geval werden de verbruikers op V116 tijdelijk verbonden via V113. Daardoor bereikte MS-kabel V113 in de week waarin MS-kabel V116 buiten bedrijf was verschillende keren een kabelbelasting van bijna 90%.

⁷ Er zijn twee soorten leveringsonderbrekingen: storingen (onverwachte onderbrekingen van de stroomlevering aan verbruikers) en gepland onderhoud (verwachte en/of geplande onderbrekingen).



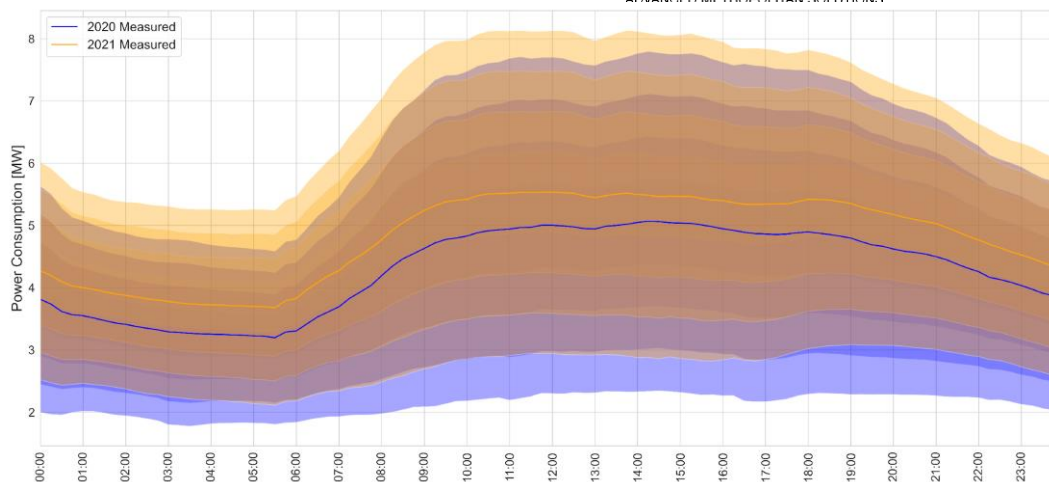
Figuur 4: Belasting van MS-kabels (gemeten en uitgedrukt in procenten van nominaal vermogen) in BZOH in de eerste weken van februari 2020. Kleuren zijn niet corresponderend met de kleuren in Figuur 3.

2.4. Aankondiging van congestie: problemen tijdens leveringsonderbrekingen

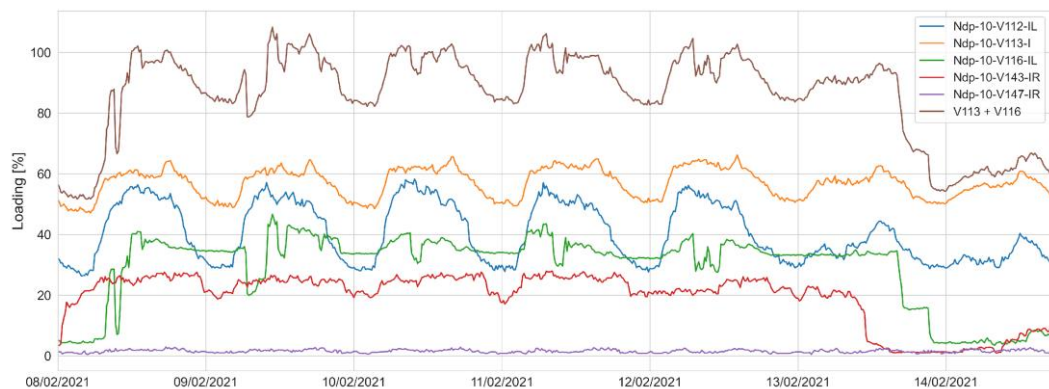
In 2021 blijkt het energieverbruik gemiddeld te zijn gestegen tussen 10% en 15% ten opzichte van het verbruik in 2020⁸, zoals weergegeven in Figuur 5. Door middel van analyse is te zien hoe deze toename van het energieverbruik de belasting van het distributienet voor BZOH heeft veranderd. Figuur 6 toont de (gemeten) belasting van MS-kabels in BZOH tijdens de eerste weken van februari 2021 (toen het een koude winter was). In deze periode hadden de MS-kabels V112 en V113 een belasting van circa 60% van hun nominale vermogen, terwijl V116 en V143 op minder dan 40% van hun nominale vermogen belast werden.

Figuur 6 laat echter ook zien wat de geschatte relatieve kabelbelasting was geweest (data gelabeld V113 + V116) mocht er in februari 2021 een situatie optreden zoals de eerder genoemde leveringsonderbreking in februari 2020 (onder de hypothese dat kabel V116 buiten bedrijf is). Zoals in de figuur te zien is, zou kabel V113 met dezelfde procedure als in 2020 de belasting van kabel V116 overnemen en daardoor een kabelbelasting van meer dan 100% bereiken. Aangezien het onveilig is om met dergelijke hoge kabelbelastingen te werken, zou Liander meerdere verbruikers in het BZOH-gebied niet hebben kunnen aansluiten op V113, maar andere oplossingen moeten zoeken. Om dit soort situaties te voorkomen en bij leveringsonderbrekingen een snelle omleiding van de stroomlevering aan verbruikers mogelijk te maken, heeft Liander in de zomer van 2021 MS-kabel V147 in gebruik genomen. Naast de toegenomen belasting in 2021 en een verwachte toename van de vraag als gevolg van nieuwe woningbouwprojecten in de nabije toekomst, heeft Liander op 24 juni 2021 daarom aangekondigd dat er sprake was van netcongestie. De activering van kabel V147 heeft de relatief hoge belasting van kabel V112 per direct opgelost, zoals te zien is in Figuur 7. Rekening houdend met de verwachte verbruikstoename als gevolg van nieuwe woningbouwprojecten in het gebied, kan elke verdere toename van het verbruik echter leiden tot congestie in het geval van een leveringsonderbreking – in strijd met de noodzakelijke reservestelling (ook wel de N-1 redundantie).

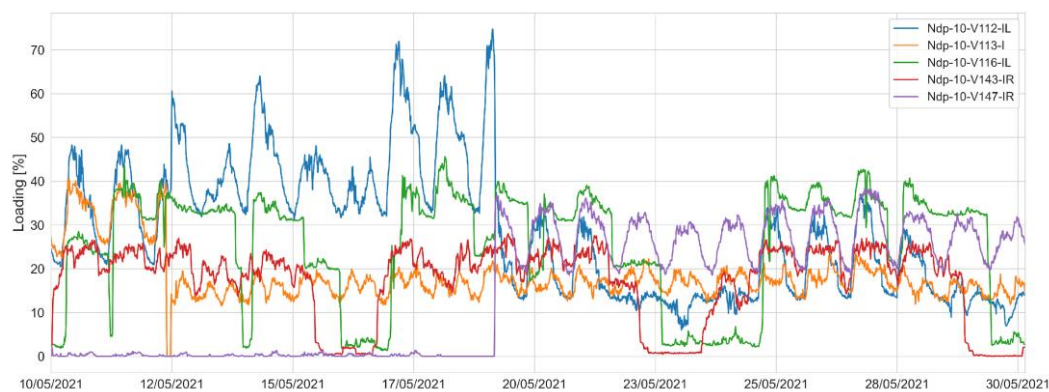
⁸ Als gevolg van de Covid-19 pandemie en de daarmee samenhangende lockdowns in Nederland zijn de gegevens over het energieverbruik mogelijk vertekend vanaf 12 maart 2020. Er is geen aparte analyse gemaakt van de effecten van de lockdowns en de pandemie.



Figuur 5: Dagelijkse gemiddelde verbruiksprofielen (± 2 standaarddeviaties, stappen van 0,5 standaarddeviaties) voor de jaren 2020 en 2021 in BZOH.



Figuur 6: Belasting van MS-kabels (gemeten) in BZOH in de eerste weken van februari 2021, met indicatief de samengestelde belasting V113+V116 mocht er zelfde storing (V116) en verschakeling plaats vinden zoals in Figuur 4 te zien is.



Figuur 7: Belasting van MS-kabels (gemeten) in BZOH na ingebruikname van kabel V147 in de zomer van 2021.

3. Ontwikkeling van een power-flowmodel voor BZOH

Om mogelijke nieuwe technische oplossingen te kunnen identificeren en te toetsen of die de hoge belasting (congestie) kunnen voorkomen, is een gevalideerd power-flowmodel nodig voor BZOH. Een power-flowmodel beschrijft de juiste lengtes en topologische aansluitingen voor de MS-kabels, het vermogen dat door gebruikers wordt gevraagd en het vermogen dat wordt geleverd door lokale generatoren.

Om het ontwikkelde model te kunnen valideren, is een vergelijking gemaakt tussen metingen van de belasting

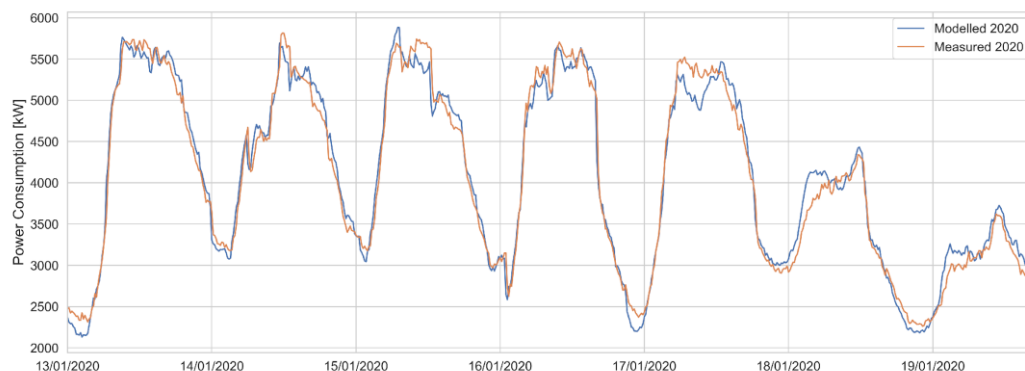
van de MS-kabels van 2020 en 2021 en de kabelbelastingen op basis van de gesimuleerde data. Hieronder volgt een kort overzicht van de ontwikkeling en validatie die is gevolgd om een power-flowmodel voor BZOH te verkrijgen.

3.1. Bottom-upmethode en modelvalidatie

Het BZOH-gebied wordt in hoog tempo ontwikkeld. Dit betekent dat historische energiedata relatief weinig waardevolle inzichten opleveren voor de toekomstige netbelastingen. Vanwege de relatief kleine oppervlakte van het gebied is het netwerkmodel volledig gereconstrueerd via een bottom-upbenadering, bestaande uit twee belangrijke stappen. In Stap 1 zijn de door Liander aangeleverde gegevens over het elektriciteitsnet zorgvuldig geïntegreerd. Deze netwerkgegevens bestaan uit de kabelkarakteristieken en de netwerktopologie. Vervolgens zijn in Stap 2 verschillende gegevensbronnen verwerkt om het toekomstige electriciteitsgebruik (verbruik en productie) van aangeslotenen te kunnen benaderen tot op een detailniveau van 15 minuten.

Voor het integreren van aangeslotenen in het model zijn bijvoorbeeld meetdata van grootverbruikers uit 2020 gebruikt alsmede de profielen voor verbruikers die ook gebruikt zijn in de eerdere genoemde Themastudie Elektriciteits-infrastructuur Amsterdam. Het op de juiste manier integreren van aangeslotenen is zowel arbeids- als informatie-intensief, maar is cruciaal in veilig netbedrijf. Voor deze studie hebben niet alle grootverbruikers toestemming gegeven voor het delen van hun data. Daarom zijn voor bepaalde gebruikersgroepen aannamen gedaan over hun toekomstig energieverbruik.⁹

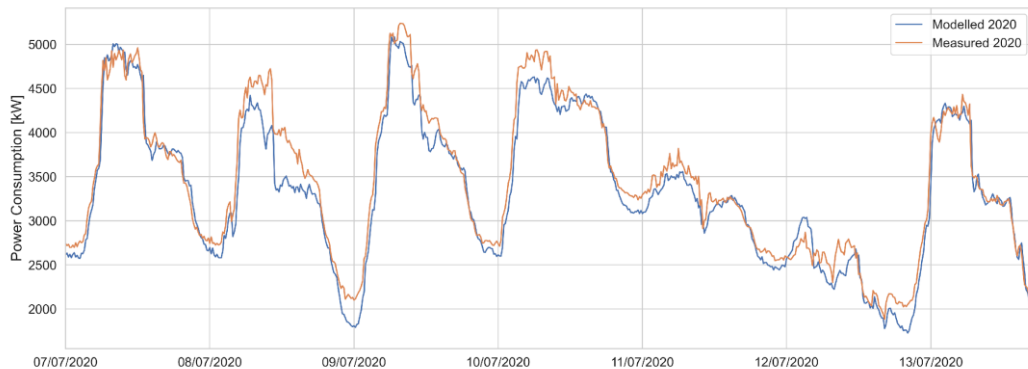
Het verkregen model is gevalideerd door het gemeten totale vermogen (de optelsom van de gemeten vermogens van alle MS-kabels) te vergelijken met het geschatte totale verbruik volgens de voorgestelde bottom-upmethode¹⁰. De resultaten voor een winter- en een zomerweek in 2020 zijn weergegeven in Figuur 8 en Figuur 9. Zoals uit de figuren blijkt, was het tot op zekere hoogte mogelijk om de werkelijke verbruiksmetingen te reproduceren.



Figuur 8: Vergelijking van het totale gemeten vermogen (in kW) en het totale verbruik voor een week in de winter van 2020, geschat volgens de voorgestelde bottom-upmethode.

⁹ Een nauwkeurige beschrijving van de gevolgde procedure voor de modellering van de netbelasting in BZOH is in overleg beschikbaar via paul.voskuilen@ams-insitute.org.

¹⁰ Bij deze schatting is geen rekening gehouden met de totale vermogensverliezen voor BZOH. Het was niet mogelijk om een nauwkeurig power-flowmodel voor het jaar 2020 te ontwikkelen onder dezelfde bedrijfsomstandigheden als de metingen. Op basis van simulaties met het voor 2023 ontwikkelde model wordt echter geschat dat de vermogensverliezen zo klein zijn (minder dan 5%) dat ze de hier gepresenteerde resultaten niet noemenswaardig beïnvloeden.



Figuur 9: Vergelijking van het totale gemeten vermogen (in kW) en het totale verbruik voor een week in de zomer van 2020, geschat volgens de voorgestelde bottom-upmethode.

3.2. Bedrijfsscenario 2023: twee sets inputgegevens

Voor een scenario van de belasting van het net in BZOH in 2023 zijn voor deze studie alle ontwikkelingsplannen, zoals die bekend waren bij de gemeente Amsterdam (in juli 2021) en welke voor medio 2023 gerealiseerd zouden worden, beschouwd en gemodelleerd. Hierbij zijn ook mogelijk afgewezen aansluitingsaanvragen van zakelijke verbruikers meegenomen. Welke aansluitingen daadwerkelijk zijn afgewezen door Liander zijn vanwege privacy wetgeving niet beschikbaar gemaakt voor het onderzoek. Liander verwacht de netwerkuitbreiding te realiseren in het eerste kwartaal van 2023, vanuit voorzichtigheid is er daarom voor medio 2023 gekozen voor de integratie van ontwikkelingen.

Tijdens het integreren van zowel meetdata als beschikbare klantprofielen kwam de uitdaging van het zorgvuldig integreren van belastingen zoals verwacht naar boven. In dit onderzoek zijn vergelijkende datasets van het werkelijke energieverbruik en profielen voor specifieke gebouwfuncties zeer beperkt beschikbaar, en er bleek bij een vergelijking van het basisverbruik in kantoorprofielen een grote afwijking te bestaan ten opzichte van geschaalde metingen. Gezien de enorme toename van dergelijke bedrijfsoppervlakte in het gebied en de onzekerheid t.o.v. de gerealiseerde belasting in 2023 is er daarom gebruik gemaakt van 2 sets met inputgegevens.

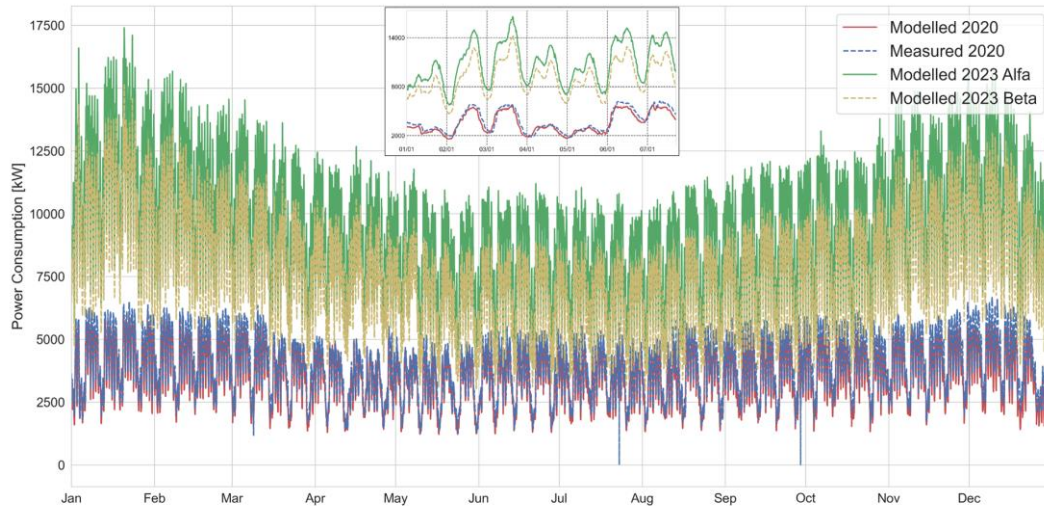
Bovendien is er een andere motivatie om zorgvuldigheid te betrachten ten opzichte van standaard netplanning: de tijdshorizon tot aan de netwerkuitbreiding in het eerste kwartaal van 2023. Dit motiveert om in de planning voor 2023 rekening te houden met bijvoorbeeld een beperkte adoptie van elektrisch vervoer, anders dan wanneer netrekenmodellen rekening moeten houden met een tijdshorizon van 40 jaar, welke gebruikt wordt voor de levensduur van een elektriciteitskabel.

Ten slotte verschillen de twee sets inputgegevens ook nog door een correctie aan basisjaarverbruik van een huishoudelijke kleinverbruiker. De woningen in BZOH zijn namelijk nieuw, hebben een uiteenlopende bezetting (gezinssamenstelling) en worden ook niet onmiddellijk volledig bewoond of gebruikt, en daarom is het mogelijk om een lager basisjaarverbruik te nemen dan het beschikbare maximum uit de open source-dataset¹¹. De twee verschillende sets inputgegevens voor de modellering van belasting worden aan gegeven met *Alfa 2023* en *Bèta 2023*.

Alfa 2023 volgt de schatting van het energieverbruik meer gelijkend aan de procedure van Liander, terwijl *Bèta 2023* een minder conservatieve schatting van het energieverbruik aanhoudt. Door het gebruik van beide scenario's is te zien hoe gevoelig de schatting van het toekomstige energieverbruik is voor verschillende inputwaarden.

¹¹ <https://www.liander.nl/partners/datadiensten/open-data/data>

Figuur 10 laat de resultaten voor *Alfa 2023* (groen) en *Beta 2023* (geel) zien voor BZOH in 2023 t.o.v. de gemeten (blauw) en gemodelleerde (rood) belastingen in 2020. De figuur laat de enorme toename aan belasting zien t.o.v. 2020, de verandering in het gebruik in het gebied gedurende de week en het jaar en de verschillen tussen *Alfa 2023* en *Beta 2023*.



Figuur 10. Totaal verbruik in BZOH in : gemeten voor 2020 (blauw), geschat voor 2020 volgens voorgestelde bottom-upmethode (rood), geschat voor 2023 volgens het Alfa 2023-scenario (groen) en geschat voor 2023 volgens het Bèta 2023-scenario (geel).

3.3. Resultaten voor *Alfa 2023*- en *Bèta 2023*-inputgegevens per MS-kabel

De bovenvermelde resultaten geven waardevolle inzichten in de veranderingen in het verbruik in BZOH. Om vast te stellen hoe het verbruik toeneemt ten opzichte van de capaciteit van de MS-kabels is het nodig de belastingen op basis van de huidige netwerktopologie te clusteren. Uit de resultaten blijkt dat, op basis van de netwerktopologie van juli 2021, voor beide sets inputgegevens een aanzienlijk aantal momenten met maximale belasting wordt verwacht, vooral in de winter en rond de piekuren (vroeg in de ochtend en vroeg in de avond). De meest belaste kabels zijn V112, V113 en de onlangs in gebruik genomen V147-kabel.

Op basis van de Alfa 2023-inputgegevens wordt een groot aantal congestiemomenten verwacht, waarbij de kabelbelasting van kabel V112 gedurende meer dan 60% van de jaarlijkse bedrijfstijd hoger is dan 100% (met een belastingspiek van bijna 144% in de winter). Voor kabel V147 is de belasting gedurende circa 40% van de jaarlijkse bedrijfstijd hoger dan 100% (met een piek van bijna 150% in de winter). Op basis van de Bèta 2023-inputgegevens is de inschatting dat kabel V147 gedurende ongeveer 20% van de jaarlijkse bedrijfstijd een kabelbelasting van meer dan 100% zal hebben. Het belastingsniveau van de overige MS-kabels (V116 en V143) blijft lager dan 60%. Hieruit blijkt het volgende: als er vóór het jaar 2023 geen actie wordt ondernomen terwijl de huidige topologie gehandhaafd blijft, dan kunnen er in het distributienet van BZOH gevaarlijke belastingsniveaus optreden, met storingen als mogelijk gevolg.

Het is belangrijk op te merken dat alle resultaten zijn berekend op basis van de topologie van juli 2021. Gezien het feit dat er op korte termijn meerdere nieuwbouwprojecten in het BZOH-gebied op het net aangesloten zullen moeten worden, zal Liander deze tijd gebruiken voor een herconfiguratie om overbelasting te voorkomen.

4. Voorgestelde technische oplossingen

De hier genoemde technische oplossingen zijn door het onderzoeksteam voorgesteld en samen met Liander geselecteerd tijdens verschillende technische besprekingen. De voorgestelde oplossingen zijn gedefinieerd vanuit een integraal perspectief: een combinatie van het probleemoplossend vermogen van het netwerk (het perspectief van de netbeheerder) met het probleemoplossend vermogen van de markt voor ondersteunende

diensten (het marktperspectief). De oplossingen zijn afzonderlijk geanalyseerd, maar kunnen elkaar juist aanvullen om verwachte congestie in BZOH te verlichten.

Vanuit het perspectief van de netbeheerder geldt dat Liander het MS-distributienet in BZOH bedrijft op basis van een radiale topologie. Dit is gangbare praktijk, maar het is geen operationele vereiste. Een radiale topologie houdt in dat de energie van de MS-transformator via slechts één route naar elke verbruiker stroomt. Hoewel dit operationele voordelen biedt, betekent de dit ook dat kabels gemakkelijker overbelast kunnen raken, omdat er slechts één mogelijke route is voor de elektriciteit. Uiteindelijk zal dit afhangen van het aantal verbruikers en hun verbruiksgedrag. Omdat de netwerktopologie rechtstreeks invloed heeft op mogelijke overbelasting van het distributienet, moet als eerste stap een analyse worden gemaakt om te zien hoe **optimalisatie van de topologie** zou kunnen bijdragen aan het oplossen van het congestieprobleem. Dit is het belangrijkste argument dat is uitgewerkt in het kader van Oplossing 1.

Een alternatief voor de radiale topologie van een distributienet is de **ringtopologie**. Een ringtopologie maakt meerdere routes mogelijk voor de stroom van de distributietransformator naar de verbruikers. Dit kan ertoe leiden dat de overbelasting op sommige routes wordt verminderd. Deze topologie verhoogt echter ook de complexiteit van de exploitatie van het net, waardoor het gebruik van beveiligingsinrichtingen wordt bemoeilijkt. Exploitatie op basis van een ringtopologie wordt uitgewerkt in Oplossing 2.

Vanuit marktperspectief zou de frequentie van de congestiemomenten verminderd kunnen worden indien een deel van het verbruikte vermogen lokaal wordt opgewekt. Dit kan bijvoorbeeld gebeuren door generatoren of **grootschalige opslagsystemen** (zoals batterijen) te installeren. Deze mogelijke aanpak wordt uitgewerkt in Oplossing 3.

Oplossingen op basis van **vraagflexibiliteit** bieden een vergelijkbaar potentieel. Dergelijke methoden zijn het basisprincipe van de huidige praktijk voor congestiemanagement en bieden mogelijk een geschikte oplossing voor congestie op het niveau van HS/MS-onderstations. Bij oplossingen op basis van vraagflexibiliteit ontvangen de desbetreffende grootverbruikers doorgaans een compensatie van de netbeheerders en worden aanvragen voor energieflexibiliteit rechtstreeks ingediend bij de grootverbruikers, die al dan niet op vrijwillige basis meewerken. Bij deze oplossing is het nodig dat grootverbruikers hun energieverbruikende installaties actief beheren om hoog verbruik tijdens congestie tegen te gaan. Vraagflexibiliteit (volgens de huidige werkwijzen voor congestiemanagement) werd door Liander uitgesloten in verband met regelgeving van de Autoriteit Consument en Markt (ACM). De potentie van deze aanpak wordt uitgewerkt in Oplossing 4, mede omdat regelgeving in ontwikkeling is.

5. Resultaatanalyse en discussie

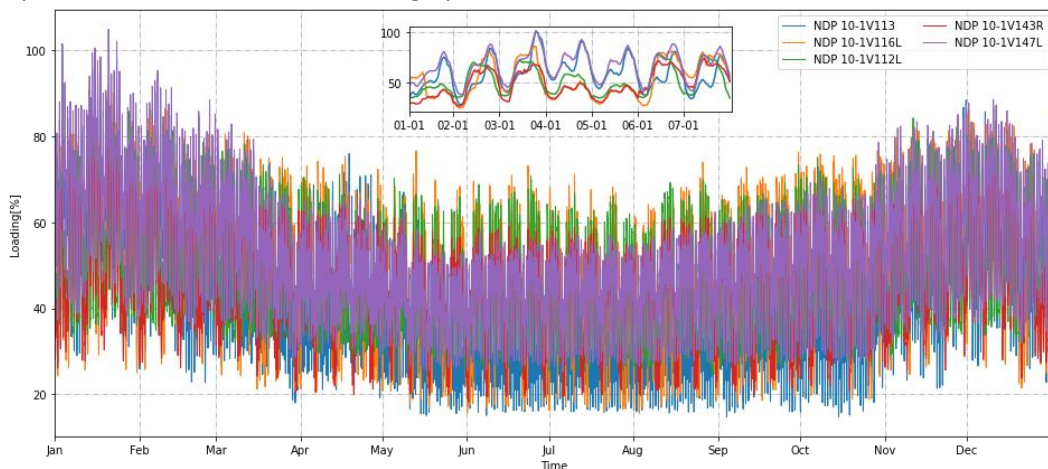
5.1 Oplossing 1: optimalisatie van de topologie van het netwerk

Op basis van de simulaties voor 2023, blijkt dat de kabels V116 en V143 in zowel het Alfa 2023- als het Bèta 2023-scenario een normale kabelbelasting hebben. In het Alfa 2023-scenario overschrijden de kabels V112 en V147 echter de maximale kabelbelasting gedurende respectievelijk 60% en 45% van de jaarlijkse bedrijfstijd. In het Bèta 2023-scenario overschrijdt kabel V147 de maximale kabelbelasting gedurende 20% van de jaarlijkse bedrijfstijd.

Naar aanleiding van deze resultaten is een analyse gemaakt van de werking van het distributienet voor het BZOH-gebied in een nieuwe configuratie (ook op basis van een radiale topologie) waarin de restcapaciteit van de kabels V116 en V143 beter kan worden benut. Dit is onderdeel van normale bedrijfsprocessen bij Liander; het verbinden van verbruikers met andere MS-kabels en het verplaatsen van openingen in het netwerk. In de simulaties van het dit project wordt het aantal wijzigingen echter niet direct beperkt door de operationele randvoorwaarden van Liander, zodat er meerdere scenario's zijn onderzocht.

De voorgestelde nieuwe radiale topologie voor het distributienet is gebaseerd op het verplaatsen van meerdere netwerkopeningen. Daarnaast zijn er nog aan te sluiten verbruikers verplaatst t.o.v. de aangeleverde informatie van Liander.

Figuur 11 en Tabel 1 geven informatie over de belasting van het distributienet in BZOH op basis van de voorgestelde nieuwe radiale topologie en de inputgegevens van het Alfa 2023-scenario. Figuur 12 en Tabel 2 tonen dezelfde informatie, maar dan op basis van de *Bèta 2023*-inputgegevens. De resultaten voor het Alfa 2023-scenario laten zien dat de extreme belasting zoals in paragraaf 3.3. is beschreven grotendeels kan worden beperkt. Belangrijk is dat zowel in de *Alfa 2023* als *Bèta 2023* resultaten er dus ook aansluitingen en verbruik zijn opgenomen die zeer waarschijnlijk een aansluiting op het net voorlopig is ontzegt tot netverzwaring gereed is. Echter, de belastingen zijn voor alle MS-kabels zodanig in normaal bedrijf dat ook in een geoptimaliseerde topologische configuratie er zeer hoge belastingen zijn. In de kabels V113 en V147 kan er tijdens piekperioden zelfs maximumbelasting optreden.



Figuur 11: Belasting van MS-kabels in 2023 als percentage van het nominaal vermogen per kabel in het BZOH-gebied op basis van de Alfa 2023-inputgegevens en de voorgestelde nieuwe radiale topologie.

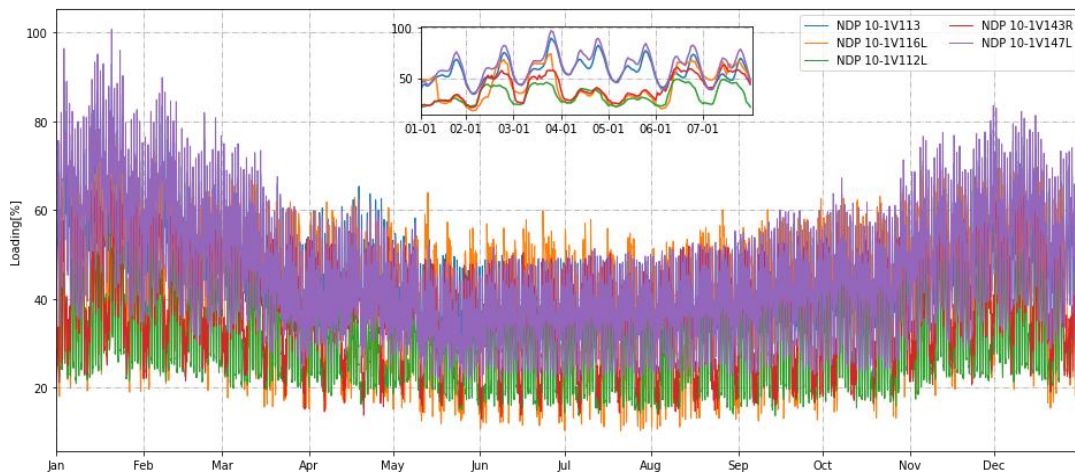
Tabel 1: Geschatte congestiemomenten per MS-kabel op basis van Alfa 2023-inputgegevens en de voorgestelde nieuwe radiale topologie.

MS-kabel	Geschatte piekbelasting (%)	Geschat tijdstip piekbelasting	% jaarlijkse tijdsintervallen met kabelbelasting >100%	% jaarlijkse tijdsintervallen met kabelbelasting >70%
NDP 10-1V113	104.8	2023.01.20 18:00:00	0.07	5.3
NDP 10-1V116L	91.4	2023.01.20 17:00:00	0.0	12.9
NDP 10-1V112L	85.7	2023.01.21 09:00:00	0.0	8.2
NDP 10-1V143R	77.9	2023.01.14 09:00:00	0.0	1.4
NDP 10-1V147L	104.4	2023.01.20 18:00:00	0.07	11.6

In het *Bèta 2023*-scenario voor deze nieuwe topologie laat het model zien dat alle MS-kabels in de zomer een vergelijkbare kabelbelasting hebben van circa 40%, terwijl de kabels V147 en V113 alleen in de winter een hoge kabelbelasting hebben en gedurende het hele jaar slechts gedurende enkele tijdsintervallen (uren) een belasting van 100% bereiken. Bovendien is op basis van de door Liander gehanteerde definitie van congestie (kabelbelasting boven de drempelwaarde van 70%) geschat dat de kabels V113 en V147 deze drempel gedurende minder dan 6% van de jaarlijkse bedrijfstijd zouden overschrijden. Deze resultaten illustreren de potentie van netwerk herconfiguratie voor het oplossen van congestie in het BZOH-gebied goed.

Tot nu toe zijn echter alleen normale bedrijfssituaties onderzocht, dus met de aanname dat alle MS-kabels in bedrijf zijn. Het is belangrijk te beseffen dat de N-1 redundantie-eis (storingsreserve) voorschrijft dat netbeheerders voldoende capaciteit hebben voor het geval een MS-kabel te maken krijgt met een leveringsonderbreking (door gepland onderhoud of een onverwachte storing). Hieronder staan de resultaten

van een simulatie waarbij de voorgestelde radiale topologie wordt getest met leveringsonderbrekingen in verschillende MS-kabels. Vanwege de uitkomsten voor het Alfa 2023-scenario bij normaal bedrijf met optimale topologie kan worden gesteld dat onder deze input gegevens de mogelijke oplossingsrichtingen minder waardevol lijken. Gezien de onvolledigheid in beschikbare data voor deze studie kan er echter niet gesteld worden dat de mogelijke oplossingsrichtingen ook daarom minder waardevol zijn. Daarom worden in de volgende paragrafen uitsluitend de Bèta 2023-inputgegevens gebruikt om de effecten van de voorgestelde oplossingen te illustreren.



Figuur 12: Belasting van MS-kabels in 2023 als percentage van het nominaal vermogen per kabel in het BZOH-gebied op basis van de Bèta 2023-inputgegevens en de voorgestelde nieuwe radiale topologie.

Tabel 2: Geschatte congestiemomenten per MS-kabel op basis van Bèta 2023-inputgegevens en de voorgestelde nieuwe radiale topologie.

MS-kabel	Geschatte piekbelasting (%)	Geschat tijdstip piekbelasting	% jaarlijkse tijdsintervallen met kabelbelasting >100%	% jaarlijkse tijdsintervallen met kabelbelasting >70%
NDP 10-1V113	92.9	2023.01.20 18:00:00	0.0	2.0
NDP 10-1V116L	78.7	2023.01.20 18:00:00	0.0	0.6
NDP 10-1V112L	55.7	2023.01.21 08:00:00	0.0	0.0
NDP 10-1V143R	66.8	2023.01.20 09:00:00	0.0	0.0
NDP 10-1V147L	100.7	2023.01.20 18:00:00	0.01%	5.8

Werking tijdens leveringsonderbrekingen in verschillende MS-kabels

Om de voorgestelde radiale configuratie te evalueren in situaties met leveringsonderbrekingen in verschillende MS-kabels, is het distributienet van het BZOH-gebied gesimuleerd voor vijf bedrijfsscenario's. In elk van deze scenario's wordt een storing verondersteld in het eerste kabelsegment van de MS-kabel welke verbonden is met de distributietransformator. Naar aanleiding hiervan worden de verbruikers die door de uitgevallen kabel worden bediend, overgebracht naar een van de beschikbare MS-kabels. Bij deze procedure wordt rekening gehouden met de netwerktopologie en de beschikbare schakelapparatuur. De resultaten van de vijf bedrijfsscenario's zijn weergegeven in Tabel 3.

Indien er sprake is van leveringsonderbrekingen in de kabels V113 en V116, zal het distributienet naar schatting gedurende circa 5% van de jaarlijkse bedrijfstijd een belasting van meer dan 100% bereiken. In het geval van leveringsonderbrekingen in de overige kabels (V112, V143 en V147) worden lagere kabelbelastingen verwacht, waarbij relatieve belastingswaarden van meer dan 100% optreden gedurende minder dan 1% van de jaarlijkse bedrijfstijd. Op basis van deze resultaten kan worden geconcludeerd dat de voorgestelde nieuwe radiale configuratie de verwachte congestiemomenten in 2023 weliswaar minder ernstig kan maken, maar dat deze technische oplossing alléén niet volstaat. Daarom moeten aanvullende technische maatregelen worden getroffen om betrouwbare werking te garanderen. Er kunnen verschillende technische oplossingen vanuit het

marktperspectief (verbruikersperspectief) worden overwogen om de exploitatie van het distributienet te ondersteunen in het geval van leveringsonderbrekingen in de kabels V113 en V116. Met het oog hierop zijn de oplossingen 3 en 4 onderzocht.

Tabel 3: Geschatte congestiemomenten per MS-kabel op basis van Bèta 2023-inputgegevens en de voorgestelde nieuwe radiale topologie, met leveringsonderbrekingen in verschillende kabels.

MS kabel met leveringsonderbreking	NDP 10-1V113		NDP 10-1V116L		NDP 10-1V112L		NDP 10-1V143R		NDP 10-1V147L	
MS kabel	Max. kabel belasting [%]	Totale tijd >100% ¹³	Max. kabel belasting [%]	Totale tijd >100%	Max. kabel belasting [%]	Totale tijd >100%	Max. kabel belasting [%]	Totale tijd >100%	Max. kabel belasting [%]	Totale tijd >100%
NDP 10-1V113	--	--	141%	4.43%	108%	0.09%	108%	0.09%	108%	0.09%
NDP 10-1V116L	138%	4.33%	--	--	78%	0	78%	0	78%	0
NDP 10-1V112L	55%	0	55%	0	--	--	104%	0.15%	92%	0
NDP 10-1V143R	66%	0	66%	0	104%	0.18%	--	--	103%	0.11%
NDP 10-1V147L	136%	3.8%	136%	3.8%	112%	0.23%	112%	0.23%	--	--

5.2. Oplossing 2: ringtopologie

In een gesloten ringconfiguratie blijkt alleen kabel V112 ooit het maximale belastingsniveau van 100% te overschrijden, en wel gedurende minder dan 0,2% van de jaarlijkse bedrijfstijd. Deze resultaten zijn veelbelovend, maar wanneer wordt gekeken naar de door Liander gehanteerde definitie van congestie (kabelbelasting hoger dan 70%), presteert de voorgestelde nieuwe radiale configuratie (Oplossing 1) beter dan de ringconfiguratie. In de radiale configuratie zijn er 15% minder uren congestie in een volledig jaar. Daarom is deze oplossing voor deze locatie niet verder onderzocht.

Een ander aspect is dat Liander in het geval van een leveringsonderbreking in een MS-kabel snel aanpassingen in de configuratie moet doorvoeren om de energievoorziening in BZOH te herstellen. Foutdetectie in ringconfiguraties kan echter tijdrovend zijn en de tijdelijke netwerkconfiguratie die wordt ingevoerd totdat de leveringsonderbreking is opgeheven, moet een radiale topologie hebben, want tijdens een onderbreking is het niet mogelijk om te werken met een gesloten ringconfiguratie.

5.3. Oplossing 3: energieopslag in grootschalige batterijsystemen

Oplossing 3 is bedoeld het distributienet te ondersteunen in het geval van een leveringsonderbreking. Gelet op de meest extreme situaties in Tabel 3 is met name aandacht besteed aan onderbrekingen in de kabels V113 en V116. In deze scenario's, die zijn gebaseerd op de in paragraaf 5.1 gedefinieerde topologie, zal de kabelbelasting naar schatting gedurende minder dan 5% van de jaarlijkse bedrijfstijd boven de 100% uitkomen. Bij een leveringsonderbreking in kabel V113 wordt een maximale kabelbelasting waargenomen in de kabels V116 en V147. Andersom wordt bij een leveringsonderbreking in kabel V116 een maximale kabelbelasting waargenomen in de kabels V113 en V147. Alle piekbelasting vindt plaats in de winter. Om piekbelasting tijdens leveringsonderbrekingen in kabel V113 te verhelpen, werd de integratie van afzonderlijke batterijsystemen op de kabels V116 en V147 gesimuleerd. Op een vergelijkbare manier werden voor het testen van leveringsonderbrekingen in kabel V116 twee batterijsystemen (afzonderlijk) gesimuleerd op de kabels V113 en V147. De gepresenteerde uitkomsten zijn op basis van een leveringsonderbrekingen in de MS-kabels gedurende het hele jaar, aangezien dergelijke storingen op elk moment kunnen plaatsvinden. In de praktijk hebben leveringsonderbrekingen een variabele duur, uiteenlopend van enkele uren tot weken, typisch 3 tot 10 dagen. Een onderzoek op basis van de frequentie, duur en locatie van de onderbrekingen zou een specifiekere analyse mogelijk maken, maar dit valt buiten het bestek van dit project.

Leveringsonderbrekingen in MS-kabel V113 en in V116

In de leveringsonderbreking in V113 wordt de hoogste kabelbelasting voor kabel V116 geschat op bijna 138%, bij een leveringsonderbreking in V116 is de hoogste kabelbelasting geschat op 141%. Om deze belasting te verlagen tot onder de 100%, moet de op deze kabel te installeren batterij een vermogens equivalent leveren dat voldoende is om de belasting met minimaal 38%, resp. 41% te verminderen.

Naar schatting vereist dit een batterijsysteem met een nominaal vermogen van meer dan 1626 kW. (Bij deze berekening is geen rekening gehouden met verliezen in het distributienet). De nominale energiec capaciteit van deze batterijen in de twee storings scenario's is te zien in Tabel 4.

Tabel 4: Geschatte nominale energiec capaciteit en nominaal vermogen van de voorgestelde batterijsystemen voor bij storing in MS-kabels V113 (links) en V116 (rechts).

Batterij op MS-kabel	Nominale energiec capaciteit [kWh]	Nominaal vermogen [kW]	Batterij op MS-kabel	Nominale energiec capaciteit [kWh]	Nominaal vermogen [kW]
NDP 10-1V116L	19900	1523	NDP 10-1V113	26524	1626
NDP 10-1V147L	9198	1424	NDP 10-1V147L	9198	1424

Om 100% van de maximumbelasting te kunnen elimineren zouden de batterijen een zeer hoge nominale energiec capaciteit moeten hebben. In deze simulaties heeft de meest kritieke onderbreking het gehele jaar plaatsgevonden in tegenstelling tot de dagelijkse praktijk van 3-10 dagen. Dit heeft een enorm vergrotend effect heeft op energie capaciteit. Mocht een batterij strategisch geïntegreerd worden op basis van de lokale netsituatie en inschatting van faalkansen van componenten, en evt. maximumbelasting in de MS-kabels voor kortere perioden kan worden getolereerd, kan de vereiste nominale energiec capaciteit van de batterijen worden verlaagd. Tabel 5 toont een schatting van de maximumbelastingmomenten bij verschillende nominale vermogens van de batterijen. De tabel laat zien dat zelfs batterijen met een (in vergelijking met het piekverbruik) relatief gering nominaal vermogen van 500 kW al in staat zijn om 80% van het totaal aantal verwachte maximumbelastingmomenten te vermijden, waardoor deze situaties worden beperkt tot minder dan 1% van de totale jaarlijkse bedrijfstijd.

Tabel 5: Geschatte maximumbelastingmomenten in 2023 (Bèta 2023-inputgegevens) op basis van de voorgestelde nieuwe radiale netconfiguratie en twee batterijen op de kabels V116 en V147, voor verschillende nominale batterijvermogens. Kabel V113 is buiten bedrijf.

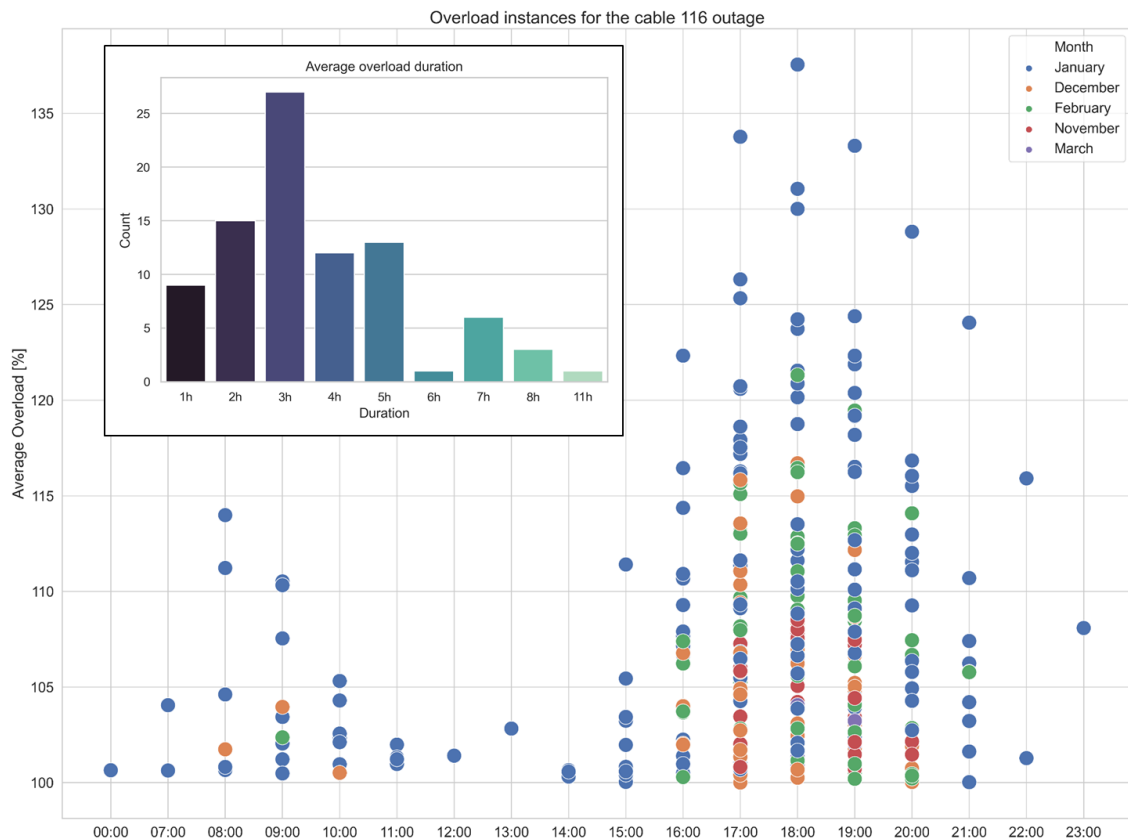
NDP 10-1V116L			NDP 10-1V147L		
Nominaal batterijvermogen [kW]	Vermeden gebeurtenissen met maximumbelasting	% jaarlijkse tijdsintervallen met kabelbelasting >100%	Nominaal batterijvermogen [kW]	Vermeden gebeurtenissen met maximumbelasting	% jaarlijkse tijdsintervallen met kabelbelasting >100%
0,00	0%	4,33%	0,00	0%	3,80%
226,89	50%	2,17%	240,87	50%	1,90%
470,08	80%	0,87%	481,54	80%	0,76%
687,55	90%	0,43%	736,11	90%	0,38%
816,92	95%	0,22%	902,23	95%	0,19%
1213,14	99%	0,04%	1185,85	99%	0,04%
1523,55	100%	0,00%	1424,95	100%	0,00%

5.4. Oplossing 4: vraagflexibiliteit

Net als Oplossing 3 is Oplossing 4 bedoeld om het distributienet te ondersteunen in het geval van een leveringsonderbreking in de kabels V113 en V116. In dit geval zal van verbruikers worden gevraagd om vraagflexibiliteit aan te bieden. De aard van deze vraagflexibiliteit hangt af van het verbruiksgedrag van elke verbruiker en de mate waarin een verbruiker zijn energieverbruikende installaties kan beïnvloeden. In dit scenario wordt uitgegaan van de veronderstelling dat huishoudelijke kleinverbruikers (in nieuwbouw) vraagflexibiliteit kunnen leveren door hun elektrische collectieve warmtepompen te regelen. Daarnaast wordt de impact verkend voor vraagflexibiliteit bij industriële grootverbruikers. Hoewel industriële grootverbruikers in potentie veel vraagflexibiliteit kunnen leveren, kan het in 2023 verwachte grote aantal huishoudelijke

kleinverbruikers mogelijk al voldoende energieflexibiliteit bieden om de maximumbelastingmomenten te verhelpen in de onderbrekingsscenario's voor de meest kritieke MS-kabels, zeker gezien de korte periode tot de netwerkuitbreiding in het eerste kwartaal van 2023.

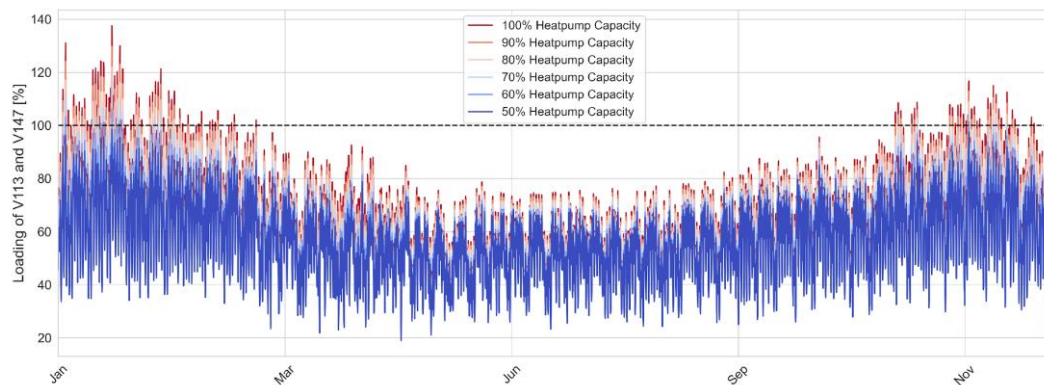
De kabels V113 en V147 krijgen naar verwachting met de grootste maximumbelastingen te maken in het geval van een uitval van kabel V116 in de winter. Om de karakteristieken van deze maximumbelastingmomenten te verduidelijken, toont Figuur 13 het gemiddelde aantal maximumbelastingmomenten per maand, inclusief de verdeling van de gemiddelde duur van deze momenten, op basis van de inputgegevens van het Bèta 2023-scenario. Zoals te zien is in Figuur 13, doen de maximumbelastingmomenten zich het vaakst voor in de middag en de vroege avonduren in de wintermaanden, met name tussen 17.00 en 20.00 uur en zelden 's nachts. Ze duren doorgaans enkele uren. Aangezien de meeste van deze momenten zich op deze specifieke tijdstippen voordoen, kan het heel nuttig zijn om te kijken naar vraagflexibiliteit bij energieverbruikende installaties die doorgaans op deze tijdstippen actief zijn. Flexibiliteit is immers alleen noodzakelijk tijdens uitval van de desbetreffende MS-kabels. Centrale warmtepompen met warmte- en koudeopslag per gebouw zijn de meest voorkomende verwarmingssystemen in het BZOH-gebied, en kunnen daarom een veelbelovende kandidaat zijn. De analyse van industriële grootverbruikers is gemaakt op het niveau van het totale energieverbruik, aangezien specifiek onderzoek noodzakelijk zou zijn om te beoordelen welke specifieke energieverbruikende installaties geschikt zijn om vraagflexibiliteit te leveren (en een dergelijk onderzoek buiten scope van dit project valt).



Figuur 13: Het gemiddelde aantal maximumbelastingmomenten per maand, gebaseerd op het Bèta 2023-scenario en de aanname dat kabel V116 buiten bedrijf is. Het staafdiagram (inzet) toont de verdeling van de tijdsduur van de maximumbelasting. (Let op: de kleuren hebben niet dezelfde betekenissen in beide grafieken.)

Figuur 14 toont de kabelbelastingen van de kabels V113 en V147 bij verschillende verbruiksniveaus van de centrale warmtepompen. Hierbij betekent 100% van de warmtepompcapaciteit dat alle warmtepompen op maximaal vermogen werken. Met 90% wordt bedoeld dat de warmtepompen 10% minder energie verbruiken (ten opzichte van de maximale capaciteit). Een vermindering van het energieverbruik met 10% kan ook worden

bereikt door 10% van de capaciteit van centrale warmtepompen volledig af te schakelen, wat neerkomt op circa 215 appartementen (ongeveer twee nieuwe appartementengebouwen). In 2023 zullen in totaal naar schatting 2000 appartementen in de wijk Overhoeks zijn uitgerust met centrale warmtepompen. Op basis van Figuur 14 is de inschatting dat de totale capaciteit van de centrale warmtepompen met 30% moet worden verminderd om maximumbelasting in de ergste storsingssituatie terug te dringen tot minder dan 1% van de totale jaarlijkse bedrijfstijd. De resultaten op basis van de Bèta 2023-inputgegevens laten zien dat het ernstigste uitvalscenario tijdens de jaarlijkse piekperiode baat zou kunnen hebben bij tijdelijke afschakeling van een deel van de centrale warmtepompen. Dit zou ongeveer 645 woningen betreffen, voor een relatief korte periode van drie tot vier uur. Gezien het aantal woningen per appartementengebouw en de uitstekende isolatie van deze gebouwen is dit een veelbelovende oplossing. Een verdere vermindering van de warmtepompcapaciteit zou leiden tot verdere verbetering, maar met afnemende meeropbrengst.



Figuur 14: Belastingen van de kabels V113 en V147 in 2023 op basis van het Bèta 2023-scenario, de voorgestelde nieuwe sterconfiguratie en uitval van kabel V116, bij verschillende waarden voor de vermindering van het energieverbruik door centrale warmtepompen.

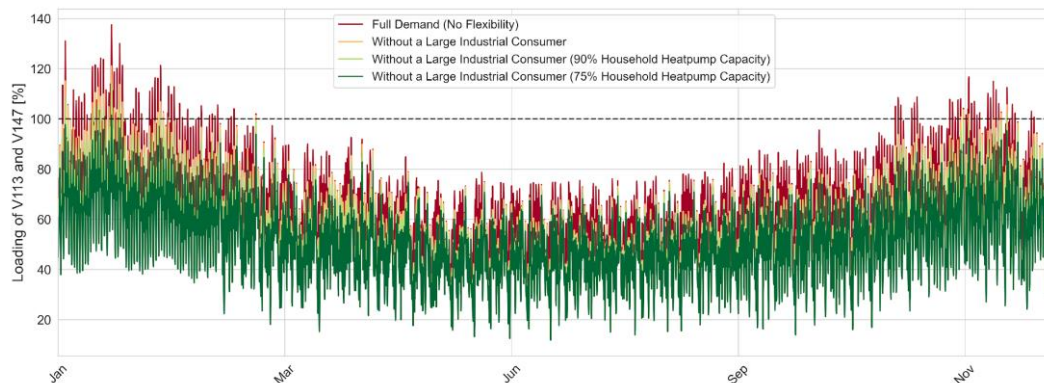
Tabel 6: Maximumbelastingmomenten bij verschillende capaciteitsniveaus van de warmtepompen.

Capaciteit van de warmtepompen	Aantal tijdsintervallen met kabelbelasting >100%	Percentage tijdsintervallen met kabelbelasting >100%
100%	314	3,59
90%	190	2,17
80%	101	1,16
70%	43	0,50
60%	12	0,13
50%	0	0,0

De meeste industriële grootverbruikers met bedrijfskritische processen hebben behoefte aan (of beschikken al over) noodstroomvoorzieningen, bijvoorbeeld in de vorm van dieselaggregaten of grootschalige batterijsystemen. Dit betekent dat ze mogelijk gebruik kunnen maken van deze noodstroomvoorzieningen om tijdelijk in een belangrijk deel van hun energiebehoefte te voorzien. Vanuit het perspectief van de netbeheerder kan dit worden beschouwd als een tijdelijke afkoppeling van de industriële grootverbruiker, hetgeen ondersteuning voor het distributienet inhoudt. Figuur 15 toont de maximale belasting voor de kabels V113 en V147 bij afkoppeling van een grootverbruiker (dat wil zeggen dat deze gebruiker tijdelijke energielevering krijgt door noodstroomsystemen). Een kwantificering van het aantal maximumbelastingmomenten bij een dergelijke afkoppeling is te zien in Tabel 7. Op basis van deze resultaten kan worden geconcludeerd dat het afkoppelen van slechts één grootverbruiker al voldoende is om maximumbelasting terug te brengen tot minder dan 1% van de totale jaarlijkse bedrijfstijd. Nogmaals: de resultaten hebben betrekking op het hele jaar, maar deze oplossing is alleen bedoeld om te worden toegepast tijdens leveringsonderbrekingen. Om maximumbelasting verder terug te dringen, kan bovendien vraagflexibiliteit worden aangevraagd bij huishoudelijke kleinverbruikers. In dit geval zou een vermindering met 10% van de capaciteit van de warmtepompen in woningen ertoe leiden dat er gedurende minder dan 0,3%

van de jaarlijkse bedrijfstijd sprake is van maximumbelasting.

Deze resultaten illustreren hoe vraagflexibiliteit bij warmtepompen in woningen en rechtstreekse contracten met grootverbruikers operationele ondersteuning kunnen bieden aan het distributienet, met name in het geval van leveringsonderbrekingen in MS-kabels. Hierbij moet worden opgemerkt dat deze analyse is uitgevoerd om het potentieel van vraagflexibiliteit te demonstreren, en niet om te bepalen welke specifieke industriële (of zakelijke) grootverbruikers het meest geschikt zijn om dergelijke steun te verlenen. Om een indruk te geven van de verbruikers die het meest geschikt zouden zijn om vraagflexibiliteit te leveren, is er een inschatting van het energieverbruik per verbruikertype voor elk van de MS-kabels in het BZOH-gebied gemaakt. Dit laat bijvoorbeeld zien dat een aanzienlijk deel van het energieverbruik via kabel V112 afkomstig is van zakelijke verbruikers, zodat het mogelijk weinig zin heeft om vraagflexibiliteit te vragen aan de huishoudelijke kleinverbruikers die op deze kabel zijn aangesloten. Een vergelijkbare analyse kan worden uitgevoerd voor de kabels V116 en V143. Vraagflexibiliteit van huishoudelijke kleinverbruikers heeft potentieel een groter effect op het aantal maximumbelastingmomenten in de kabels V113 en V147, aangezien er een aanzienlijk aantal huishoudelijke kleinverbruikers op deze kabels is aangesloten.



Figuur 15: Belastingen van de kabels V113 en V147 in 2023 op basis van het Bèta 2023-scenario, de voorgestelde nieuwe sterconfiguratie en uitval van kabel V116, bij verschillende opties voor de afkoppeling van een industriële grootverbruiker (die gebruik kunnen maken van mogelijke tijdelijke energielevering door lokale generatoren).

Tabel 7: Maximumbelastingmomenten bij verschillende opties voor de afkoppeling van een industriële grootverbruiker (tijdelijke energielevering door lokale generatoren).

Scenario	Aantal tijdsintervallen met kabelbelasting >100%	Percentage tijdsintervallen met kabelbelasting >100%
Verbruiker aangesloten	314	3,584%
Verbruiker afgekoppeld	67	0,765%
Verbruiker afgekoppeld en 10% vermindering van warmtepompen	26	0,297%
Verbruiker afgekoppeld en 25% vermindering van warmtepompen	1	0,011%

5.5. Overzicht van oplossingsrichtingen en conclusie

Om onderzoek te doen naar mogelijke technische oplossingen voor de verwachte congestiemomenten in het MS-distributienet van het BZOH-gebied, en die de komende jaren naar verwachting in aantal zullen toenemen, is om te beginnen een bottom-upmethode voor modellering van het energieverbruik ontwikkeld. In deze modellen zijn huidige en toekomstige verbruikers opgenomen op basis van planningsinformatie van Liander en de gemeente Amsterdam. De ontwikkelde methode is gevalideerd door de geschatte energieverbruiksprofielen voor het jaar 2020 te vergelijken met metingen door Liander in hetzelfde jaar. Gezien het effect dat verschillende aannames (voor specifieke nieuwe belastingen in het jaar 2023) hebben op de schatting van het energieverbruik, zijn twee scenario's ontwikkeld, elk met een eigen set inputgegevens

voor het model. De scenario's worden *Alfa 2023* en *Bèta 2023* genoemd. Beide sets inputgegevens hebben laten zien dat de belasting in het gebied enorm toeneemt, en de uitdaging in onderbrekingsscenario's complexer nog zijn. Om de meerwaarde van de oplossingen goed te kunnen illustreren, zijn de meeste resultaten in dit rapport gebaseerd op het minder conservatieve scenario (*Bèta 2023*). Benadrukt moet worden dat een hogere detailniveau en nauwkeurigere schatting van het energieverbruik moet worden verkregen voor de voorkeur kan worden gegeven aan een van beide sets inputgegevens. Daarom mogen de resultaten met betrekking tot het BZOH-gebied niet worden geïnterpreteerd als definitieve conclusies; ze moeten eerder worden gezien als een indicatie voor de meest veelbelovende oplossingen.

Uit de technische analyse is gebleken dat een procedure voor herconfiguratie van de topologie (Oplossing 1) leidt tot een significante vergroting van de capaciteit van het distributienet, waardoor het verwachte aantal congestiemomenten aanzienlijk afneemt. De voorgestelde geoptimaliseerde radiale topologie presteerde zelfs beter dan de ringconfiguratie (Oplossing 2), die een interessante optie kan zijn voor nieuwe, of andere netwerken. Maar zelfs bij een dergelijke geoptimaliseerde topologie werd nog een groot aantal congestiemomenten waargenomen in een situatie met leveringsonderbrekingen.

Er is speciale aandacht besteed aan twee relatief ernstige situaties die zich naar verwachting zullen voordoen: leveringsonderbrekingen in de MS-kabels V113 en V116. Voor deze onderbrekingsscenario's werd gekeken naar het potentieel van energieopslag in grootschalige batterijsystemen (Oplossing 3) en het potentieel van vraagflexibiliteit bij huishoudelijke en/of industriële verbruikers (Oplossing 4). De conclusie was dat deze opties een aanzienlijk potentieel hebben. Grootschalige batterijsystemen kunnen een groot deel van het verbruik lokaal voor hun rekening nemen, terwijl de gevolgen van verbruikspieken verzacht kunnen worden door middel van vraagflexibiliteit bij industriële of zakelijke grootverbruikers en bij centrale warmtepompen in nieuwe woningbouwprojecten. Deze oplossingen bieden bovendien middelen om het distributienet ook onder normale bedrijfsomstandigheden te ondersteunen. Naarmate het energieverbruik complexer, variabel en moeilijker te voorspellen wordt, nemen de voordelen van vraagflexibiliteit toe. De effectiviteit en de gevolgen voor de exploitatie van het netwerk moeten echter nader worden onderzocht.

6. Vervolgstappen: 2022 en daarna

Middenspanningsdistributienetten vormen de ruggengraat van de elektriciteitsinfrastructuur in stedelijke gebieden. Maar het aantal elektrische voertuigen neemt verder toe en de transitie van bepaalde stadswijken naar wijken met veel moderne flatgebouwen wordt versneld. Steden zoals Amsterdam zullen zich op korte termijn aan deze ontwikkelingen moeten aanpassen en dit zeer zorgvuldig moeten synchroniseren met de aanwezige en geplande infrastructuur voor distributienetten. Snelle elektrificatie van de verwarmingssystemen in bestaande en nieuwe gebouwen zal de infrastructuur verder onder druk zetten. Daarom zal congestie in het middenspanningsnet vaker kunnen plaatsvinden en zullen nabijgelegen locaties baat hebben bij een praktische, oplossingsgerichte aanpak, eventueel om toekomstige netwerkuitbreidingen te kunnen uitstellen.

Uit dit onderzoek is gebleken dat het oplossen van congestie in het MS-distributienet, een nog relatief slecht begrepen probleem, een gezamenlijke inspanning vereist van alle betrokken partijen: naast de netbeheerders ook de verbruikers, die via marktpartijen uit de energiemarkt vraagflexibiliteit kunnen ontsluiten. In dit onderzoek zijn oplossingsrichtingen onderzocht zonder een gedetailleerde beschrijving te geven van de organisatorische rollen en de rolverdeling van de partijen die betrokken zijn bij het leveren van oplossingen. Er is echter wel geleerd wat de waarde van een integrale beoordeling van de huidige problematiek is, en dat de netwerk topologie een groot deel van de nodige flexibiliteit kan verstrekken.

Met het oog op de verdere toekomst moeten enkele cruciale inzichten worden verkregen om een effectieve strategie te kunnen bepalen voor congestie in MS-distributienetten, zodat bewoners, vastgoedontwikkelaars en bedrijven toegang kunnen blijven krijgen tot de gevraagde netaansluitingen (zelfs als er op korte termijn geen netwerkuitbreidingen worden gerealiseerd). De benodigde inzichten zijn als volgt:

- Een gedetailleerde analyse van het huidige en toekomstige energieverbruik van grootverbruikers. Deze analyse is nodig om een beeld te krijgen van de omvang, de duur en de frequentie van congestie en om te kunnen anticiperen op het effect van vraagflexibiliteit die mogelijk door deze grootverbruikers kan worden geleverd.
- Een methodologie om op schaal snel een integratie te kunnen doen van de relevante energieprofielen, rekening houdend met beperkte datakwaliteit en met in achtneming van de korte termijn (2-3 jaar) tot realisatie van netverzwaring voor de detailanalyse i.p.v. standaard kengetallen voor netplanning. De zekerheid van toekomstige gebruikers en hun verbruiksprofielen is dus veel groter dan in de typische netwerkplanningsmethodologie (meestal tot 40 jaar).
- Een gestandaardiseerde procedure om de optimale netconfiguratie van MS-kabels voor capaciteitsplanning op korte termijn te bepalen, aanvullend op planningsstrategieën waarbij wordt gekeken naar andere operationele doelstellingen, zoals verhoging van de betrouwbaarheid of vermindering van stroomstoringen.
- Kwantificering van de aanvaarde risiconiveaus voor veilig bedrijf van het distributienet binnen de grenzen van de capaciteit, inclusief een probabilistische analyse van onderbrekingsscenario's waarin rekening wordt gehouden met alle relevante operationele onzekerheden.
- Een specifieke procedure voor het definiëren van noodstroomvoorzieningen, om de mechanismen te beschrijven die het distributienet kunnen ondersteunen in de ernstigste onderbrekingsscenario's.
- De effecten van de preventieve integratie van batterijen en opwek in de winter ter preventie van hoge belastingen per kabel.

Op basis van het bovenstaande worden de stappen nader uitgewerkt die op korte termijn (zowel aan de gemeente Amsterdam als aan Liander) worden geadviseerd om de dreigende congestieproblemen te verhelpen. Ten slotte wordt beschreven welke onderzoekstappen er nodig zijn om de lessen van dit onderzoek te vertalen naar een schaalbare aanpak die kan worden toegepast in alle stedelijke gebieden waar sprake is van netcongestie.

6.1. Aanbevolen stappen voor het BZOH-gebied in Amsterdam

Dit project is opgezet om een analyse te maken van de congestie in het MS-distributienet voor het gebied Buiksloterham-Zuid/Overhoeks en om mogelijke oplossingen te verkennen waarmee deze congestie nog vóór de netwerkuitbreiding van 2023 kan worden verlicht. Aangezien de resultaten van de inputgegevens voor het Alfa 2023-scenario geen haalbare technische oplossingen aan het licht hebben gebracht om de netexploitatie te verbeteren, wordt er geen specifiek advies uitgebracht over de wijze waarop de netcongestie op korte termijn kan worden verlicht. Dit hangt ook samen met het feit dat gegevens uit het jaar 2020 zijn gebruikt, waarvan in verband met de pandemie alleen de periode tot medio maart 2020 representatief is voor het normale verbruik. Daarnaast is geen rekening gehouden met een toename van het stroomverbruik door bestaande verbruikers die al op het net zijn aangesloten. Dit betreft industriële en zakelijke grootverbruikers voor wie al een grootschalige netaansluiting is goedgekeurd door Liander, maar die momenteel beduidend minder verbruiken dan de maximaal toegestane capaciteit van hun aansluiting. De hoeveelheid nieuwbouwprojecten in het gebied is daarbij zowel een zegen als een last: tijdelijke zogenoemde bouwaansluitingen voor de bouwplaats zijn buiten beschouwing gelaten, evenals het potentieel van energieopwekkingsystemen die op deze locaties aanwezig zijn. Daarnaast zorgt de verwachte congestie op het

onderstation Noord-Papaverweg waarschijnlijk voor een directe beperking voor het benutten van de storingsreserve in het middenspanningsnet, maar dat is niet onderzocht.

Echter, op basis van de resultaten van het Bèta 2023-scenario blijkt dat een combinatie van topologie-optimalisatie met een strategische reservestelling voor leveringsonderbrekingen het aantal overbelastingsmomenten significant zou kunnen verlichten, waardoor in een dergelijk scenario wel de commerciële ontwikkelingen in het gebied aangesloten kan worden op het Liander net.

Het effect van grootschalige batterijsystemen dan wel een generator, geïnstalleerd in de nabijheid van de grootste verbruikers in het gebied, moet worden geëvalueerd vanuit economisch en organisatorisch perspectief. De resultaten zijn echter significant. Het aantal bedrijfsuren van deze systemen in scenario's zonder leveringsonderbrekingen zou moeten worden geanalyseerd t.o.v. de prestatie-eisen welke gevraagd worden door de congestie van het onderstation. Aangezien de congestie van dit onderstation buiten scope van dit onderzoeksproject valt, kunnen deze oplossingen hier niet nader worden gespecificeerd.

Wanneer uitsluitend wordt gekeken naar de congestie van het middenspanningsnet in het BZOH-gebied, zijn de oplossingen specifiek gericht op onderbrekingsscenario's. In dit geval zullen batterijen en generatoren minimaal worden gebruikt voor verlichting van de congestie, wat inhoudt dat deze oplossing onder de huidige marktomstandigheden mogelijk als financieel onrendabel kan worden beschouwd. Daarom is een beroep op vraagflexibiliteit een meer gerichte oplossing, die alleen wordt toegepast in onderbrekingsscenario's en tijdens perioden met hoog verbruik (zoals in de winter). Vraagflexibiliteit kan worden geleverd door industriële of zakelijke grootverbruikers of door de centrale warmtepompen die naar verwachting eind dit jaar zullen worden geïnstalleerd in nieuwbouwprojecten in het gebied. Het is vooralsnog echter niet duidelijk of het mogelijk zal zijn om deze systemen op afstand te regelen. In elk geval kon worden aangetoond dat dergelijke systemen een direct effect kunnen hebben op het aantal uren met maximumbelasting van het distributienet in het BZOH-gebied. Het aantal warmtepompen dat zou moeten worden afgekoppeld om het aantal uren met maximumbelasting te minimaliseren in het meest schadelijke scenario, namelijk uitval van MS-kabel V116, kan worden vertaald naar het aantal huishoudelijke kleinverbruikers op de kavels die momenteel worden ontwikkeld in Overhoeks. Uit onderzoek (TKI Urban Energy¹², Couperus 2015¹³) blijkt dat in dergelijke nieuwbouw er gemiddeld tussen zes en acht uur de warmtepomp kan worden uitgeschakeld zonder comfortverlies. Deze periode kan nog langer worden bij hogere isolatiewaarden. Voorafgaand aan de oplevering van woningen aan nieuwe bewoners zouden bilaterale afspraken met ontwikkelaars over warmtepompen een zeer interessante optie kunnen zijn voor alle toekomstige locaties, vooral wanneer gebouwen zijn voorzien van een buffervoorziening voor warm water.

De voorgestelde vervolgstappen om de aansluitbeperkingen in het netwerk in BZOH door de verwachte congestie op te heffen zijn:

- Definieer beperkingen en mogelijkheden op basis van de verwachte congestie op onderstation Noord-Papaverweg
- Evalueer de gebruikte inputgegevens van het Bèta 2023-scenario met de netbeheerder en de gemeente Amsterdam
- Maak een inventarisatie van de mogelijke onderbrekingen en verwachte onderhoudsactiviteiten
- Maak een waarschijnlijkheidsanalyse voor de meest schadelijke leveringsonderbrekingen
- Identificeer mogelijk beschikbare batterij- of generatorcapaciteit in de omgeving ter ondersteuning van zowel het distributienet als het onderstation
- Maak een overzicht van de beschikbare noodstroomvoorzieningen en onderzoek de mogelijkheid om centrale warmtepompen in het BZOH-gebied op afstand te regelen

¹² <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Urban%20energy/publicaties/Flexibele-inzet-warmtepompen-voor-een-duurzaam-energiesysteem.pdf>

¹³ <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/09/5339-IPIN-FS-Couperus%20%5Bweb%5D.pdf>

- Simuleer bovengenoemde oplossingen in het power-flow model, en maak een afweging voor de beste oplossing.
- Coördineer de congestie verlichtende activiteiten met Liander en de gemeente Amsterdam

6.2. Aanbevolen stappen voor Amsterdam

De gemeente Amsterdam en Liander werken nauw samen omdat de congestie op hoogspanningsonderstations gevolgen heeft voor de stedelijke ontwikkeling en de groene ambities in grote delen van de stad. Innovatief congestiemanagement en met name de integratie van nieuwe hoogspanningsonderstations zijn belangrijke prioriteiten. Maar het voorbeeld van het BZOH-gebied laat zien dat ook de congestie in middenspanningsdistributienetten een uitdaging is welke aandacht verdient.

Naast het gegeven dat de huidige capaciteit van het MS-net waarschijnlijk op korte termijn onder druk zal komen te staan, vereisen de uitbreidingen van hoogspanningsonderstations ook nieuwe kabelinfrastructuur om de vermogenscapaciteit te verruimen. De toevoeging van redundantie aan MS-netten in gebieden met netcongestie is niet alleen bedoeld om de congestie te verminderen, maar kan ook uitstel van de netwerkuitbreiding mogelijk maken. Daarom moet nader onderzoek worden gedaan naar een strategie om de netredundantie in de stad optimaal te benutten. Het is van cruciaal belang dat wordt geïnventariseerd welke gebieden momenteel of in de nabije toekomst te maken krijgen met congestie, en dat gedetailleerd onderzoek wordt gedaan naar de oorzaken van de vraagpieken in deze gebieden, en de beschikbare noodstroomvoorzieningen in de stad. De gemeente Amsterdam kan de timing en de capaciteit van nieuwe aansluitingen coördineren, omdat de gemeente belang heeft bij stadsontwikkeling en bij bijvoorbeeld de installatie van laadstations voor elektrische voertuigen.

Tot slot kan de gemeente, om actief gebruik te maken van redundantie in middenspanningsnetten in combinatie met batterijsystemen of vraagflexibiliteit, zowel met industriële als met huishoudelijke verbruikers onderhandelen over vraagflexibiliteit. Hiervoor zijn gedetailleerde inzichten van stedenbouwkundigen en Liander in de benodigde capaciteit nodig.

6.3. Aanbevolen stappen voor nader onderzoek naar netcongestie: MS-congestielab

Als gevolg van de doorlopende stadsuitbreiding, de toenemende elektrificatie van verwarmingssystemen en het groeiende aantal elektrische voertuigen zullen ook andere MS-distributienetten binnenkort te maken krijgen met congestie die vergelijkbaar is met die in BZOH. Het is duidelijk dat netbeheerders behoefte hebben aan nieuwe kaders voor capaciteitsoptimalisering, waarmee ze nieuwe verbruikersprofielen, onderbrekingsscenario's en de actuele status van aangesloten installaties kunnen analyseren om korte perioden met maximumbelasting van het net mogelijk te maken totdat de netwerkuitbreiding is gerealiseerd. Deze out-of-the-box-kaders moeten worden ontwikkeld, getest en gevalideerd op basis van verschillende (huidige en toekomstige) bedrijfsscenario's, de huidige (en wellicht nieuwe) betrouwbaarheidscriteria van Liander en nieuwe technologische ontwikkelingen, samen gebracht in een mogelijk MS-congestielab.

Het is noodzakelijk dat de capaciteitsplanning en de integratie van aangesloten installaties voor middenspanningsnetten onder congestie worden geoptimaliseerd, rekening houdend met risicobeoordelingen. Dit vereist een structurele benadering die een gunstig effect kan hebben op de parameters bij toekomstige congestie. Een dergelijke benadering zou normaal gesproken de volgende voordelen moeten bieden:

1. De integratie van verschillende operationele scenario's in een netrekenmodel (zoals veranderingen in de topologische configuratie of toevoeging van nieuwe energieverbruikende installaties en verbruikers) en verschillende schattingen van energieverbruik en opwekking, allemaal geïntegreerd in één softwareplatform (bijvoorbeeld een digital-twinsysteem van het distributienet) dat de validatie van nieuwe maatregelen en de extrapolatie van deze maatregelen naar andere netwerktopologieën vergemakkelijkt zonder dat hiervoor intensieve en tijdrovende modelleringsprocedures nodig zijn.

2. Modelling, gevoeligheidsanalyse en onzekerheidsanalyse van het energieverbruik door relevante verbruikers. De ontwikkeling van deze modellen vereist dat huidige (industriële of zakelijke) grootverbruikers inzicht verschaffen in hun verbruiksgegevens.
3. Omgaan met en verhelpen van onvolledige, onzekere of ontbrekende data en fouten in de data.
4. Beoordeling van de verwachte levensduur en prestaties van aangesloten installaties en van kritische netwerkcomponenten zoals MS-kabels en transformatoren. Op basis van deze beoordelingsprocedure moet bijvoorbeeld een inschatting gemaakt kunnen worden van de technische veroudering van aangesloten installaties onder extreme bedrijfsomstandigheden (indien het gebruik hiervan wordt toegestaan tijdens congestie), en moeten maatregelen voorgesteld kunnen worden om de levensduur van deze installaties te verbeteren.
5. Identificeren van de optimale topologie van het MS-distributienet op basis van de huidige infrastructuur en rekening houdend met de operationele beperkingen en restricties van netbeheerders (betrouwbaarheid, beveiliging, bescherming en dergelijke).
6. Identificeren van de onderbrekingsscenario's met de grootste impact en de waarschijnlijkheid van deze scenario's, inclusief definitie van topologische aanpassingen en de implicaties daarvan om betrouwbare werking en snel herstel van de energievoorziening te garanderen.
7. Identificeren, clusteren en definiëren van controlestrategieën voor aangesloten installaties (afhankelijk van het type verbruiker) die vraagflexibiliteit kunnen bieden.
8. Optimalisatie van de netmanagement op basis van risicobeoordelingen en risicobeheersingsmaatregelen.