

Haal de kink uit de kabel

Zes interventies om de congestie op
het Nederlandse elektriciteitsnet
versneld te verlichten

12 september 2024
door Thijs Venema, Tessa van Swieten,
Stephanie van den Boogaard, Ruben Bieze
en Max Middelbos

Boston Consulting Group werkt samen met leiders in het bedrijfsleven, de publieke sector en de samenleving om hun belangrijkste uitdagingen aan te gaan en hun grootste kansen te benutten. BCG was de pionier in bedrijfsstrategie toen het werd opgericht in 1963. We werken nauw samen met overheden en bedrijven om waarde te creëren voor alle betrokkenen - om organisaties in staat te stellen te groeien, duurzaam concurrentievoordeel op te bouwen en een positieve maatschappelijke impact te hebben.

Onze diverse, wereldwijde teams brengen diepgaande sector- en functionele expertise en een scala aan perspectieven die de status quo ter discussie stellen en verandering stimuleren. BCG levert oplossingen door middel van toonaangevende managementconsulting, technologie en design, en corporate en digitale ventures. We werken in een uniek samenwerkingsmodel door de hele firma en op alle niveaus van de klantorganisatie, gedreven door het doel onze klanten te helpen en hen in staat te stellen de wereld een betere plek te maken.

Inhoud

04 | Nederland loopt vast door netcongestie

07 | Net beter benutten levert miljarden op

10 | Er is ruimte binnen het bestaande net

13 | Zes interventies om ruimte te benutten

21 | Hoe houden we energie betaalbaar?



Nederland loopt vast door netcongestie

Het Nederlandse stroomnet is vol

Nederland elektrificeert in hoog tempo. We gebruiken voor steeds meer behoeften elektriciteit, bijvoorbeeld voor elektrisch rijden, en wekken steeds meer duurzaam op. Die opwekking is van 2016 tot en met 2021 met 118% gestegen¹. Dat zorgt niet alleen voor een groter gebruiksvolume, het leidt ook tot een hogere piekbelasting op momenten dat het hard waait of de zon uitbundig schijnt. De elektrificatie gaat op een heel aantal plekken zelfs veel sneller dan voorspeld. Kijk bijvoorbeeld naar het Rotterdams havengebied waar de capaciteitsgroei die was voorzien richting 2030 al in 2022 volledig was ingevuld met aanvragen².

Door onze snelle elektrificatie van zowel opwekking en gebruik treedt netcongestie op: het elektriciteitsnet raakt in grote delen van Nederland vol³. Dit heeft stevige maatschappelijke en economische consequenties. Het beperkt de uitbreiding van bedrijven en industrie, remt verduurzaming, en belemmert meer en meer de bouw van nieuwe huizen waardoor het oplossen van de woningcrisis moeilijker wordt.

Netcongestie oplossen krijgt prioriteit maar de acties hebben op korte termijn te weinig impact

Alle belanghebbenden op ons stroomnet, zoals overheden, netbeheerders en afnemers, erkennen het probleem van netcongestie. Daarom is eind 2022 het Landelijk Actieprogramma Netcongestie (LAN) opgezet met daarin een sterke focus op het sneller realiseren van netuitbreidingen en het beter benutten van het huidige net. Ook het nieuwe kabinet onderschrijft de urgentie. In haar hoofdlijnenakkoord stelt zij: “Het oplossen van netcongestie krijgt voorrang, waarbij de regie bij het kabinet ligt.”

De netbeheerders richten zich, samen met hun partners in het LAN, nadrukkelijk op netuitbreiding en -verzwaring. Dat is absoluut een noodzakelijke stap. Tegelijkertijd heeft het op korte termijn nauwelijks effect. Ondanks dat men, via verkorte vergunningverlening, extra personeel en prioriteit in de toewijzing van ruimte, inzet op het versnellen van het proces, duurt het uitbreiden van het net lang en doet het daarmee nu nauwelijks iets voor de belemmering van economische activiteit, de rem op de duurzaamheidstransitie en de vastlopende woningmarkt.

Ook de maatregelen gericht op het beter benutten van het huidige stroomnet verlichten de congestie op korte termijn onvoldoende. In dat kader gaat het om congestiemanagement en alternatieve transportrechten: met name CBCs⁴, non-firm ATOs⁵ en de GOTORK-regeling⁶. Deze maatregelen, allemaal in de afgelopen jaren geïntroduceerd, richten zich vooral op het afvlakken van piekgebruik. Waar ze daarbij typisch tegenaanlopen, is dat de gebruikers

onvoldoende profiteren van de voordelen die dat biedt voor het systeem. Daarnaast kost het netbeheerders veel tijd om deze nieuwe contractvormen te implementeren en wordt de toepassing ervan beperkt door technische richtlijnen vanuit de ACM. Door deze belemmeringen maken bestaande gebruikers slechts beperkt gebruik van de nieuwe oplossingen en blijven ze te kleinschalig. Ze lossen weliswaar op specifieke momenten en locaties de congestie op, maar maken niet de capaciteit vrij die nodig is om een significante groep aanvragers die wacht op een aansluiting toe te laten op het net. Daarnaast zijn de huidige maatregelen niet ontwikkeld vanuit het beeld van congestie als structurele uitdaging. Daarom sturen ze te beperkt op de brede gedragsverandering die nodig is om toe te groeien naar een flexibel en toekomstbestendig energiesysteem. We hebben ingrijpendere maatregelen nodig die de congestie sneller, sterker en structureler verlichten.

Huidige acties hebben te weinig effect: CBCs en non-firm ATOs – Eind 2022

zijn CBCs geïntroduceerd om flexibiliteit in het systeem te creëren. Inmiddels zijn er 96⁷ CBCs afgesloten, met name met partijen die duurzame energie opwekken. Daarmee heeft minder dan 0,1%⁸ van alle grootverbruikaansluitingen een CBC. Ook non-firm ATOs worden tot nu toe slechts beperkt toegepast. Deze contractstructuur is echter nog vrij nieuw. Recent heeft de ACM voor specifieke partijen⁹ een deelna-

meverplichting aan congestiemanagement opgelegd waarbij men het aan de gebruiker laat welk middel men hiervoor kiest. Dit zal weliswaar bestaande knelpunten verlichten maar op korte termijn te weinig schaal hebben om structureel bij te dragen aan het oplossen van het capaciteitstekort.

Huidige acties hebben te weinig effect:

GOTORK – Gebruikers benutten op hun maandelijks piekmoment gemiddeld 67% van hun totaal gecontracteerde transportcapaciteit¹⁰. Het systeem geeft hen nu geen serieuze prikkels om afstand te doen van die andere 33%. Daarom is de GOTORK-regeling geïntroduceerd. Daarmee mogen netbeheerders contracten van gebruikers verkleinen als die niet kunnen aantonen in de komende twaalf maanden de volledige

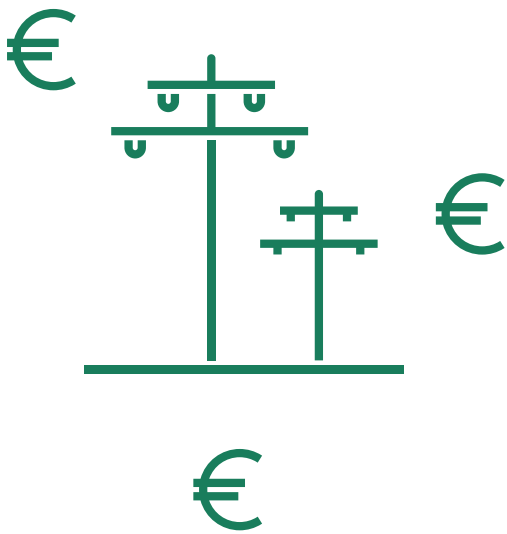
gecontracteerde capaciteit nodig te hebben. De regeling geeft gebruikers hier echter geen extra prikkel toe. Het hele proces, inclusief eventuele bezwaars- en beroepsprocedures, zal daardoor de netbeheerders veel tijd kosten. Daar komt bij dat netbeheerders bij het vaststellen van congestie vaak al kijken naar het daadwerkelijk verbruik in plaats van naar het gecontracteerd verbruik. Dat betekent dat als het piekverbruik van een gebruiker lager is dan wat hij heeft gecontracteerd, de netbeheerder het verschil in de praktijk vaak al heeft vergeven. Hierdoor maakt de GOTORK-regeling nauwelijks capaciteit vrij maar verkleint het alleen het risico dat een gebruiker in de toekomst aanspraak maakt op gecontracteerde capaciteit die hij eerder niet heeft benut.

Acties moeten ook de transitie naar een nieuw systeem in gang zetten

Netcongestie is vooral het gevolg van de snelle stijging van ons elektriciteitsgebruik en onze duurzame opwekcapaciteit. Tegelijkertijd is het ook een structureel aandachtspunt dat relevant zal blijven zelfs nadat de geplande uitbreidingen en verzwaringen zijn gerealiseerd. In een energiesysteem waar wind en zon de voornaamste bronnen zijn, is de volatiliteit aan de aanbodkant inherent groter en lokaler. Die volatiliteit neemt verder toe zodra we wind op zee op schaal toevoegen – gepland vanaf 2030 – en de opgewekte elektriciteit in grote volumes in de kustgebieden het stroomnet op komt. Dat vraagt om gericht omgaan met pieken en dalen. Zelfs met zeer grote uitbreidingen en verzwaringen kan een stroomnet zonder veel flexibiliteit nauwelijks met deze volatiliteit om gaan, nog afgezien van

de kosten die hierbij komen kijken. We zullen dus toe moeten naar een nieuw energiesysteem met een uitgebreid en verzaamd stroomnet waarin we flexibiliteit faciliteren zonder actief management en energie betaalbaar blijft.

In dit paper introduceren we interventies die op korte termijn ruimte creëren op het stroomnet en ons helpen bij de overgang naar een nieuw energiesysteem. We beantwoorden de vraag: *Hoe kan het nieuwe kabinet zorgen voor een betere benutting van het huidige elektriciteitsnet en daarmee congestie met voorrang oplossen en energie betaalbaar houden?*



Net beter benutten levert miljarden op

Huidig net beter benutten levert Nederland op korte termijn miljarden per jaar op

Recent onderzoek van Ecorys, in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, en data van Netbeheer Nederland, laten zien dat het oplossen van netcongestie op het laag- en middenspanningsnet zo'n 10 tot 40 miljard euro per jaar op kan leveren, verdeeld over economie, duurzaamheid en infrastructuur. Die bedragen kunnen nog verder oplopen als de netcongestie in de komende jaren blijft toenemen en bedrijven daardoor minder investeren.

Door netcongestie lopen we circa 10 tot 35 miljard euro aan economische baten mis. Het zorgt ervoor dat er maar beperkt nieuwe bedrijven kunnen starten en huidige bedrijven niet kunnen uitbreiden. Denk hierbij bijvoorbeeld aan een datacenter dat voor een locatie buiten Nederland kiest. Dit bedrag kan verder oplopen als een deel van de energie-intensieve energie vertrekt. De gevolgen die dit heeft voor de economische activiteit en werkgelegenheid zijn groot.

Netcongestie blokkeert onze verduurzamingsagenda. Dat kost ons afgerond zo'n 1 tot 1,5 miljard euro per jaar. Het zorgt ervoor dat we duurzame opwekcapaciteit niet aan kunnen sluiten op ons stroomnetwerk en het belemmert de elektrificatie van bedrijven en woningen. Alleen al op het middenspanningsnet kan meer dan 3 GW aan duurzame opwekcapaciteit nu niet worden toegelaten, voldoende om 3 miljoen huishoudens van stroom te voorzien.

Ten derde zien we dat netcongestie de ontwikkeling van noodzakelijke infrastructuur in de nabije toekomst ernstig kan gaan vertragen. De impact hiervan is lastig te kwantificeren, maar kan Nederland zeker 0,1 tot 2,5 miljard euro per jaar gaan kosten. Kijk bijvoorbeeld naar Almere waar de bouw van 75.000 nieuwe woningen vast dreigt te lopen doordat er tot 2030 onvoldoende ruimte is op de onderstations om deze huizen en de bijbehorende voorzieningen aan te sluiten. Ook zien we dat het uitbreiden van de dienstregeling op het spoor steeds lastiger wordt door een gebrek aan capaciteit op het stroomnet. Het zou voor de Nederlandse samenleving onwenselijk zijn als dergelijke projecten jarenlang stil komen te liggen.

Het maatschappelijk potentieel van in totaal zo'n 10 tot 40 miljard euro per jaar staat in schril contrast met de investeringen die nu gepland zijn om het net uit te breiden, te verzwaren en

beter te benutten – jaarlijks ongeveer 6 tot 9 miljard euro. Dit is inclusief grote investeringen in de aanlanding van wind op zee. Daarnaast zien we dat de huidige maatregelen voor een betere benutting van het net toereikend zijn en het lang zal duren voor de uitbreidings- en verzwaringsoperatie de netcongestie significant gaat verlichten. Dat onderstreept het belang van ingrijpende interventies waarmee we op korte termijn het huidige stroomnet beter gaan benutten en zo een deel van de tientallen miljarden aan maatschappelijke baten al in de komende jaren realiseren.

Omvang van economische baten –

Onderzoek van Ecorys stelt dat onze economie voor elke niet-gebruikte MWh gemiddeld 1.200 tot 4.000 euro misloopt. Dit is de verwachte omzet die een bedrijf had kunnen genereren als ze de beschikking zouden hebben gehad over een extra MWh. Als we dan kijken naar alle afnemers die nu in de wachtrij staan (in totaal bijna 9 miljoen MWh, exclusief de aanvragers die elektriciteit opwekken) en we zouden hen allemaal toelaten op het laag- en middenspanningsnet, dan vertegenwoordigt dat een toegevoegde waarde¹¹ van ongeveer 10 tot 35 miljard euro per jaar. Daarnaast zet netcongestie het verdienvermogen van energie-intensieve bedrijven onder druk, doordat het de verduurzaming remt terwijl zij wel hogere CO2-prijzen gaan betalen.

In combinatie met stijgende netkosten kan dit ertoe leiden dat deze bedrijven uit Nederland vertrekken. Als door netcongestie bijvoorbeeld vijf tot tien procent van deze industrie vertrekt, kost dat Nederland jaarlijks nog eens 5 tot 15 miljard euro. Het potentieel dat we in deze verdieping noemen, is slechts een inschatting. We nemen hierin onderlinge afhankelijkheden tussen effecten en mogelijke substitutie of adaptatie om de groei op andere wijze te realiseren niet mee. Ook kunnen de baten sterk verschillen per sector.

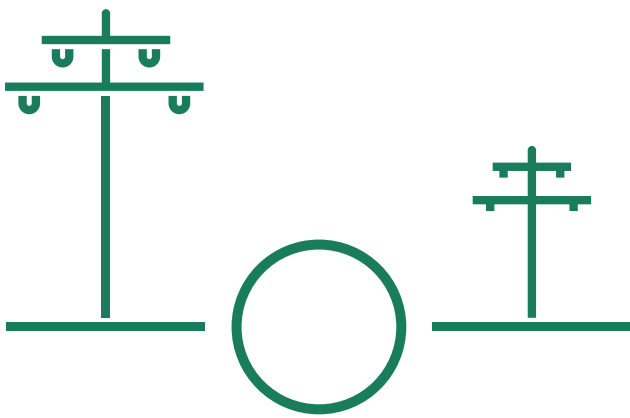
Omvang van verduurzamingsbaten –

De kosten van het niet kunnen uitbreiden van duurzame opwekking, en dus voortzetting van het gebruik van conventionele grijze stroom, bedragen tot 120 euro per MWh. Dit gaat met name om de schade

die voortkomt uit extra CO₂-uitstoot. Als we alle aanvragers die nu in de wachtrij staan en die duurzame energie opwekken toe zouden laten op het laag- en middenspanningsnet, vertegenwoordigt dat een waarde van grofweg 400 tot 800 miljoen euro per jaar. De kosten veroorzaakt doordat bedrijven en industriële spelers die in de wachtrij staan hun processen niet kunnen elektrificeren en daardoor CO₂ blijven uitstoten, bedragen 100 tot 152 euro per MWh. Denk bijvoorbeeld aan een logistiek bedrijf dat geen capaciteit toegewezen krijgt om zijn wagenpark elektrisch te maken. Dat telt op tot in totaal grofweg 400 tot 600 miljoen euro per jaar. De kosten voor het niet kunnen elektrificeren van huishoudens zijn nog hoger: tot 354 euro per MWh. Elektrische alternatieven voor huishoudens, zoals warmtepompen en elektrische auto's, voorkomen immers niet alleen CO₂-uit-

stoot maar zijn ook energie-efficiënter. Op dit moment beperkt netcongestie de elektrificatie van huishoudens nog niet. Maar als we niet snel rigoureuus ingrijpen, zal dat spoedig wel het geval zijn.

Omvang van infrastructurele baten – Als we 5% tot 20% van de 800.000 nieuwe woningen die voor 2030 gepland zijn niet kunnen bouwen, lopen we 0,1 tot 2,5 miljard euro mis. Dit betreft zowel gemist woongenot als gemiste inkomsten voor bouwondernemingen. Voor de schatting van de omvang van het gemiste woongenot kijken we naar het verschil in jaarlijks woongenot van een nieuwbouwwoning ten opzichte van een bestaande woning. Voor de kwantificering hiervan gebruiken we de waarden zoals beschreven in het onderzoek van Ecorys van april 2024.



**Er is ruimte binnen het
bestaande net**

Om het huidige net beter te benutten, moeten we eerst begrijpen waar de ruimte zit

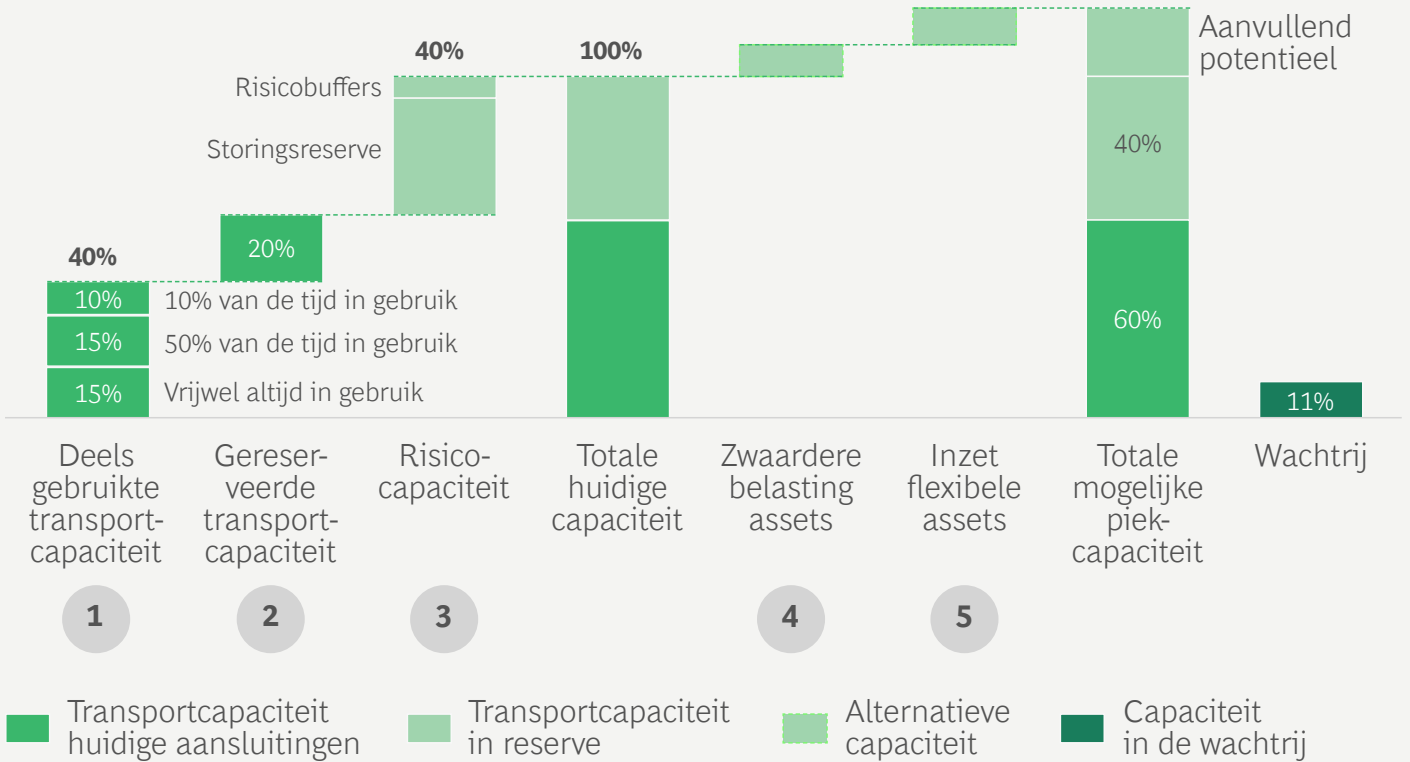
Om te komen tot gerichte interventies om het huidige stroomnet beter te benutten, brengen we eerst in kaart waar de ruimte zich bevindt. De capaciteit op het stroomnet is opgedeeld in vijf categorieën:

- 1** De eerste categorie is de transportcapaciteit die (deels) in gebruik is. In totaal is dit zo'n 40% van de capaciteit van het stroomnet. Deze 40% bestaat uit 15% van het stroomnet dat vrijwel altijd in gebruik is, 15% van het stroomnet dat de helft van de tijd in gebruik is, en 10% van het stroomnet dat slechts 10% van de tijd in gebruik is. Dat laatste deel gebruiken we om de absolute piekmomenten op te kunnen vangen.
- 2** De tweede categorie is de transportcapaciteit die is gereserveerd maar nu nog niet wordt gebruikt. Dit is ongeveer 20% van de totale capaciteit van het systeem. Deze categorie is bedoeld om de stijging van het stroomgebruik van de huidige gebruikers op te vangen. De omvang van dit gedeelte is gebaseerd op de prognose van de autonome groei (zonder gedragsaanpassingen) van de huidige gebruikers, uitgaande van hun piekgebruik.
- 3** De derde categorie is de risicocapaciteit. Dit is zo'n 40% van de totale capaciteit van het stroomnet. Dit deel wordt gebruikt om stroomstoringen te voorkomen. Wanneer door een storing of onderhoud een deel van het reguliere net niet kan worden gebruikt, leiden de netbeheerders het transport om via deze storingsreserve. Daarnaast vallen ook de risicobuffers in deze categorie. Dat is capaciteit die de netbeheerders gebruiken om de leveringszekerheid te garanderen, bijvoorbeeld door meer flexibele capaciteit in te kopen dan ze verwachten nodig te hebben. Zo weten ze zeker dat de maximale capaciteit niet wordt overschreden.
- 4** De vierde categorie is de capaciteit die in de assets aanwezig is maar die netbeheerders nu niet benutten. Om deze capaciteit te gebruiken, moeten de assets zwaarder worden belast. Dat wil zeggen: meer elektriciteit tegelijkertijd door het net. Dit leidt tot meer slijtage en vergroot de kans op storingen.

- 5** De vijfde categorie is de capaciteit aanwezig in flexibele assets die op piekmomenten kunnen worden ingeschakeld. Denk daarbij bijvoorbeeld aan het overschakelen van elektriciteit naar gas in hybride warmtepompen of het inzetten van batterijen. Deze categorie assets wordt nu nog beperkt ingezet kan, zeker met gerichte stimulering, de komende jaren flink groeien. .

Figuur 1 toont een schematische weergave van de vijf capaciteitscategorieën, inclusief een indicatie van hun omvang. Die omvang is gebaseerd op het middenspanningsnet, omdat dat het net is met de meeste congestie. Daarnaast is helemaal rechts in het figuur ook de wachtrij te zien. Dat is de capaciteit van de gebruikers die een aanvraag hebben gedaan om aangesloten te worden op het stroomnet maar vanwege de beperkte beschikbare ruimte nog niet kunnen worden toegelaten. De omvang van de wachtrij is weergegeven als percentage (11%) van de totale huidige capaciteit van het stroomnet.

Figuur 1: Capaciteit stroomnet opgedeeld in 5 categorieën



We willen benadrukken dat deze figuur een vereenvoudigde weergave van de werkelijkheid betreft. Netcongestie is een locatie- en tijdsgebonden vraagstuk, en verschilt ook per spanningsniveau (hoog, midden en laag). Om beschikbare capaciteit te benutten is ruimte nodig op alle spanningsniveaus. Daarnaast is ook de technische structuur van het net van invloed op wat

mogelijk is. Dit leidt ertoe dat niet elke betere benutting van een deel van het stroomnet zich direct vertaalt in capaciteit die kan worden opgevuld door iemand in de wachtrij. Zo is bijvoorbeeld het net op bepaalde plekken in de FGU (Flevopolder, Gelderland en Utrecht) regio zo vol, dat vrijwel alle ruimte al benut wordt. Alleen netverzwaring biedt hier uitkomst.



Zes interventies om ruimte te benutten

Zes gerichte interventies om het huidige net beter te benutten

De huidige maatregelen, zoals congestiemanagement en alternatieve transportrechten, richten zich met name op categorie 1 en een deel van categorie 3. Ook hebben de maatregelen, zoals nu ingezet, vooral betrekking op partijen in de wachtrij waardoor ze het potentieel bij gebruikers met bestaande contracten nauwelijks benutten.

In het vervolg van dit paper presenteren we zes interventies die ingaan op alle vijf de categorieën en op de wachtrij. Interventie 1 gaat over categorie 1, interventie 2 over categorie 2, enzovoorts. In de zes interventies kan Nederland op korte termijn een betere benutting van het stroomnet realiseren en zo de netcongestie verlichten. Na de interventies geven we ons perspectief op manieren waarop de energiekosten ook betaalbaar kunnen blijven.

Interventie 1: Stimuleer flexibilisering van bestaande contracten

De afgelopen jaren zijn verschillende mechanismen geïntroduceerd om de flexibilisering van transportcapaciteit te stimuleren, zoals alternatieve transportrechten. Door de piekbelasting beter te spreiden, en daarmee de pieken af te vlakken, kunnen meer gebruikers toegang krijgen tot het stroomnet. Hoewel exacte cijfers over het totaal ontsloten flexibele vermogen ontbreken¹², blijkt uit het aantal en de omvang van de flexibele contracten die bekend zijn, dat dit om maximaal enkele honderden MW gaat. Daar staat tegenover dat CE Delft in haar onderzoek het potentieel voor flexibele contracten schat op 2,2 tot 5,1 GW¹³, oftewel 25% tot 60% van de wachtrij.

Een groot deel van de flexibiliteit die al ontsloten is, zit bij partijen die energie opwekken. Flexibiliteit ontsluiten bij bestaande afnemers blijkt lastig. Dat komt door de compensatie die netbeheerders hiervoor typisch uitkeren¹⁴: naar schatting maximaal enkele honderden euro's per MWh. Dit is voldoende om de gemiste opbrengst van een niet-opgewekt MWh te dekken, typisch zo'n 80 euro¹⁵, maar is gemiddeld te laag om de gemiste opbrengst van een MWh verbruik van een bestaande niet flexibele afnemer te dekken, typisch 1.200 tot 4.500 euro¹⁶. Daarnaast is voor partijen die energie opwekken flexibiliteit eenvoudiger te realiseren dan voor afnemers. Een windmolen tijdelijk uitschakelen is makkelijker dan een industrieel proces voor even stilleggen. Alleen voor bestaande afnemers die direct voordeel halen uit het afsluiten van een flexibel contract, bijvoorbeeld doordat het de enige manier is om in aanmerking te komen voor een grotere aansluiting, lijkt flexibiliteit financieel te lonen.

Om binnen bestaande contracten flexibiliteit te realiseren, moeten gebruikers een passende beloning ontvangen voor de baten die zij door flexibilisering mislopen. Zo voorkomen we dat meer flexibiliteit vooral leidt tot productieverlagingen. De maatschappelijke waarde die flexibilisering vertegenwoordigt, onder andere doordat daardoor een deel van de wachtrij kan worden aangesloten, rechtvaardigt dat netbeheerders ruimer compenseren voor flexibiliteit.

Rekenvoorbeeld van het effect van flexibilisering op een houtzagerij – In dit voorbeeld bespreken we een houtzagerij met als contractvorm een CBC (zie figuur 3). De houtzagerij produceert 12,5 m³ hout per uur en gebruikt hiervoor 2 MW aan elektriciteit. Zodra de CBC wordt afgeroepen, mag de houtzagerij 2 uur lang maar 1 MW verbruiken. Overschakelen van 2 MW naar 1 MW gaat niet instantaan en leidt tot een half uur inefficiëntie. In de 2 plus 0,5 uur mist de houtzagerij 15,6 m³ productie. We gaan voor de berekeningen uit van een gemiddelde verkoopprijs van 650 euro per m³, variabele kosten van 350 euro per m³ en vaste kosten van 22.000 euro per dag.

Als de houtzagerij de gemiste productiviteit van die 2,5 uur niet inhaalt, mist het die dag 15,6 m³ x (650 euro per m³ – 350 euro per m³) = 4.680 euro. Dat is 2.340 euro per MWh flexibiliteit. De houtzagerij kan ook investeren in zijn productieproces om op andere uren meer te produceren en zo zijn totale dagelijkse productie gelijk te houden.

Stel dat daardoor de vaste kosten met 15% zouden stijgen, dan kost dat de houtzagerij $22.000 \times 15\% = 3.300$ euro extra. Dat is 1.650 euro per MWh flexibiliteit.

Een houtzagerij zonder CBC zal alleen overstappen naar een CBC als hij wordt gecompenseerd voor de extra kosten die flexibilisering met zich meebrengen. Flexibilisering van de houtzagerij biedt maatschappelijke voordelen. Er ontstaat namelijk 1 MW ruimte op het net dat aan iemand anders kan worden vergeven. Stel dat daarmee een andere houtzagerij, die nu in de wachtrij staat, 50 m3 per dag kan

produceren tegen dezelfde voorwaarden (650 euro per m3 opbrengst, 350 euro per m3 variabele kosten en 11.000 euro per dag vaste kosten), dan levert dat een toegevoegde waarde van $50 \text{ m}^3 \times (650 \text{ euro per m}^3 - 350 \text{ euro per m}^3) = 15.000$ euro per dag. Per geflexibiliseerd MWh is dat dus 7.500 euro. Dat betekent ongeveer 2.500 euro per MWh aan inkomsten voor de staat¹⁷. Hieruit blijkt dat er ruimte is om de eerste houtzagerij met minimaal 1.650 euro per geflexibiliseerd MWh te compenseren als daarmee capaciteit vrij kan worden gemaakt voor een nieuwe gebruiker.

Figuur 2: Rekenvoorbeeld - effect flexibilisering op houtzagerij



In de praktijk betekent dit dat netbeheerders bestaande gebruikers met een firm ATO met een aantrekkelijk bod moeten verleiden om over te stappen naar een non-firm ATO of CBC. Dit vraagt van de netbeheerders dat zij in hun vergoeding niet alleen de directe kosten per gemiste MWh opnemen maar ook de gemiste inkomsten, het efficiëntieverlies en mogelijke investeringskosten voor procesaanpassingen. Hoe hoog die vergoeding moet zijn, verschilt per industrie. Het opstellen van een richtlijn per type industrie, gebaseerd op onderzoek naar de maatschappelijke kosten van netcongestie, kan het benodigde maatwerk per contract beperken. Desondanks zal dit voor de netbeheerders een enorm tijdrovende opgave betekenen. Daarnaast is het voordelig om de

flexibiliteit zoveel mogelijk in te kopen bij industrieën met een lagere toegevoegde waarde per MWh, met name industrieën die heel energie-intensief zijn. Ook is het voordelig om flexibiliteit in te kopen bij nieuwe bedrijven die hun processen direct flexibel in kunnen richten.

Dat er meer betaald moet kunnen worden voor vraagflexibiliteit, betekent niet dat deze aanvullende vergoeding geheel moet komen uit het congestiemanagementbudget van netbeheerders. Dit werkt namelijk direct door in de nettarieven, waardoor voor alle consumenten en bedrijven de kosten oplopen. Als alternatief kan de overheid de SDE++ of de EIA-subsidie openstellen voor bedrijven die willen investeren in de flexibilisering van hun processen in ruil

voor het afsluiten van een non-firm ATO of CBC. Eventueel zouden investeringen in flexibilisering ook via een flex tender kunnen worden bekostigd. Tot op heden waren deze echter alleen beschikbaar voor grote volumes – van tientallen MW – en hierdoor voor veel bedrijven niet relevant.

Stimuleren van flexibiliteit via een dynamisch tariefstelsel – Een alternatieve manier om flexibiliteit te stimuleren, is via een dynamisch tariefstelsel. Als de prijs op piekmomenten hoog is en op andere momenten laag zal marktwerking het gebruik sturen. Dat maakt betalen voor flexibele capaciteit vrijwel overbodig. Het invoeren van zo'n vergaande marktwerkingsmechaniek in het bestaande systeem leidt echter tot problemen: 1) De meeste bedrijven zijn niet ingericht op flexibiliteit. Ze kunnen niet zomaar verplaatsen en hebben geïnvesteerd op basis van de huidige structuur. Daardoor zullen zij hun productie noodgedwongen verlagen, uit Nederland vertrekken of failliet gaan. 2) Een dyna-

misch tariefstelsel verhoogt het risico dat energie-intensieve industrie uit Nederland vertrekt doordat de energiekosten (nog verder) uit de pas gaan lopen met die in onze buurlanden. 3) Dynamische tarieven mogen door regelgeving vanuit de ACM slechts kostendekkend zijn. Daarmee zijn ze te laag om op grote schaal een gedragsverandering teweeg te brengen. 4) De invoering van een dynamisch tariefstelsel is dermate complex dat invoering te lang zal duren om op korte termijn te leiden tot een betere benutting van het stroomnet. We zien het dynamisch tariefstelsel, waarbij marktwerking voor flexibiliteit zorgt, wel als een goed systeem om op lange termijn naartoe te groeien, nadat eerst de benodigde gedragsverandering via beloning in gang is gezet en meer bedrijven hebben geïnvesteerd in flexibiliteit. Op dat moment kunnen er stap voor stap prijsprikkels in de tarieven in worden gebouwd en kan de beloning voor flexibilisering stapsgewijs worden afgeschaald.

Interventie 2: Benut (tijdelijke) leegstand

Het deel van het stroomnet dat gereserveerd is om de groeiende vraag van de huidige gebruikers op te vangen, is capaciteit die nu structureel niet wordt benut. Deze capaciteit berekenen netbeheerders op basis van een groeiprognose waarin ze het jaarlijkse piekverbruik als uitgangspunt nemen. Hierbij houden ze geen rekening met het effect van congestiemanagement en met een mogelijke gedragsverandering naar een flexibelere elektriciteitsvraag. Om ruimte te creëren, kunnen netbeheerders meer risico nemen in deze prognose door niet uit te gaan van het piekverbruik maar van bijvoorbeeld 95% of 90% daarvan. Als in de toekomst het verbruik op piekmomenten toch 100% van de prognose betreft, kan dit worden opgevangen met congestiemanagement of, in het uiterste geval, curtailment. De ruimte die hiermee ontstaat voor woningbouw en bedrijven weegt op tegen het risico dat hierdoor in de toekomst niet alle contracten kunnen worden nagekomen. Dit risico wordt overigens al

deels gemitigeerd door GOTORK. Om netbeheerders te stimuleren deze stap te zetten, kan men een fonds opzetten om bedrijven te compenseren in geval van curtailment, zoals dat nu ook gebeurt bij stroomstoringen.

Om het risico verder te mitigeren, en mogelijk zelfs extra ruimte te creëren, kan ook blijvend worden ingezet op energiebesparende maatregelen en zo de groei van benodigde capaciteit onder bestaande gebruikers te beperken. Dit kan bijvoorbeeld door de energiebesparingsplicht uit te breiden of aan te scherpen en innovatie op het gebied van energiebesparing te stimuleren. Bijkomend voordeel is dat dit direct bijdraagt aan een verlaging van de energierekening.

Interventie 3: Hanteer een scherpere risicoafweging voor de leveringszekerheid

Leveringszekerheid is een groot goed. We pleiten daarom zeker niet lichtzinnig voor interventies die daar impact op hebben. Tegelijkertijd wordt de situatie op het stroomnet in de komende jaren zo nijpend dat we niet anders kunnen dan, met het oog op de gemiste baten voor Nederland, een scherpere risicoafweging maken wat betreft de leveringszekerheid.

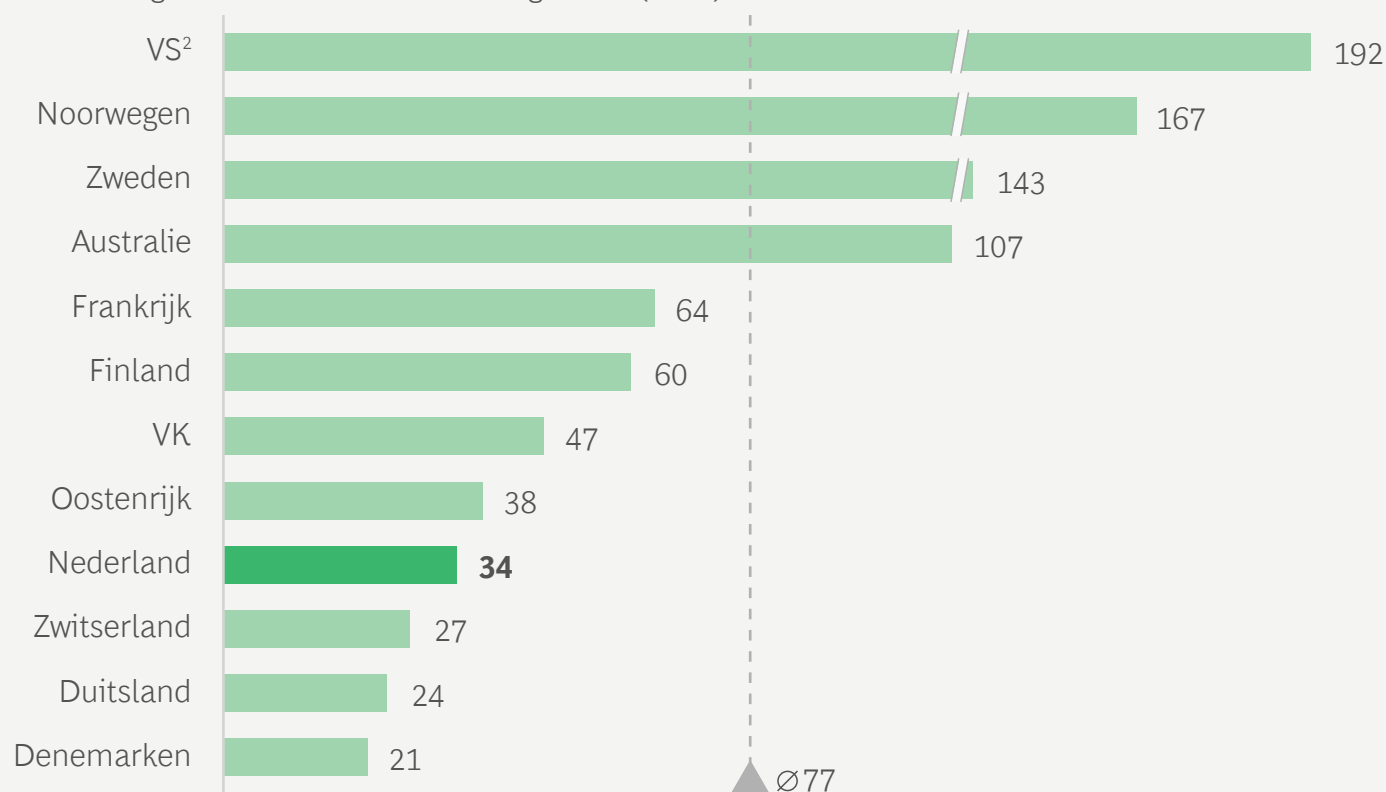
Het Nederlandse elektriciteitsnet behoort tot een van de betrouwbaarste ter wereld. Onze netbeschikbaarheid is meer dan 99,99%¹⁸ en het aantal storingsminuten is laag, zo'n 34 geplande en ongeplande storingsminuten in 2018¹⁹. Zie voor een internationale vergelijking figuur 3. De vraag die dat oproept, is of het aan-

sluiten van gebruikers in de wachtrij en de voordelen die dat voor Nederland oplevert, opwegen tegen het risico op meer storingen. Economisch onderzoeksbureau SEO heeft de maatschappelijke kosten van een stroomstoring die overdag in de Randstand plaatsvindt, becijferd op ongeveer 70 miljoen euro. Als we dat vergelijken met de voordelen van het verminderen van de netcongestie rechtvaardigt dat een andere risicoafweging.

We zien twee manieren om de risicocapaciteit te benutten. Allereerst kan men nieuwe gebruikers toelaten op de storingsreserve zoals dat nu al in bepaalde gebieden wordt gedaan specifiek voor partijen die elektriciteit opwekken.

Figuur 3: Nederland scoort zeer hoog op leveringszekerheid

Geplande en ongeplande storingsminuten per aansluiting per jaar¹, incl. storingen door extreme omstandigheden (2018)



1. SAIDI = System Average Interruption Duration Index, zowel geplande als ongeplande storingen; 2. Data VS gebaseerd op 2019

Bron: 7th CEER-ECRB Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply; U.S. Energy Information Administration, Annual Electric Power Industry Report

Het blijkt namelijk zelden voor te komen dat opwekaansluitingen af moeten worden geschakeld door een storing. Als eerste stap kunnen de netbeheerders verkennen of en onder welke voorwaarden gebruikers aangesloten willen worden op de storingsreserve. Denk daarbij bijvoorbeeld aan lagere aansluitkosten in combinatie met compensatie bij afschakeling. Voor specifieke gebruikers, bijvoorbeeld ondernemers met een set laadpalen voor een elektrisch wagenpark of een kleine fabriek met eigen opwek- of opslagcapaciteit, kan dat aantrekkelijk zijn. Zeker als hun alternatief is om nog meerdere jaren te moeten wachten op een aansluiting. Wat hierbij wel opgemerkt moet worden is dat de storingsreserve ook wordt gebruikt tijdens werkzaamheden voor netverzwaring. Hiermee moet rekening gehouden worden bij het aansluiten van gebruikers op deze reserve.

De tweede manier om de risicocapaciteit te benutten, is om de risicobuffers te verminderen.

Interventie 4:

Verhoog de belasting van assets op de grootste knelpunten

De mate waarin we de assets nu belasten, is gebaseerd op een gewenste vervangingstermijn van gemiddeld 25 tot 40 jaar. De huidige problemen op het stroomnet rechtvaardigen een zwaardere belasting van de assets op de grootste knelpunten. Door deze interventie kan de capaciteit op specifieke netvlakken en locaties op korte termijn met wel 30% worden verhoogd²⁰. Dat kan als gevolg hebben dat die assets sneller aan vervanging toe zijn en de netkosten stijgen. Als we bijvoorbeeld 10% van de assets op het middenspanningsnet zwaarder gaan belasten en de levensduur van die assets als gevolg daarvan met 25% daalt, stijgen de totale netwerkkosten met ongeveer 3%. Echter, indien er voldoende tijd is voor het net om af te koelen na een periode van zwaardere belasting, is de impact op de levensduur en daarmee de netkosten beperkt.

Interventie 5:

Gebruik flexibele assets

Door gebruik te maken van energieopslag, bijvoorbeeld via batterijen of warmtebuffers, kunnen bedrijfsprocessen en duurzame opweksystemen door blijven draaien zonder dat ze transportcapaciteit innemen. In de huidige marktstructuur veroorzaken systeembatterijen,

Om de leveringszekerheid te garanderen, hanteren netbeheerders vaak buffers, bijvoorbeeld door meer flexibele capaciteit in te kopen dan ze verwachten nodig te hebben. Zo weten ze zeker dat de maximale capaciteit niet wordt overschreden. Door deze buffers af te schalen, kan er meer stroom door het net. De kans op storingen neemt hierdoor echter wel toe.

Om deze opties succesvol te implementeren, moeten de prestaties van netbeheerders anders worden beoordeeld. Nu stuurt de ACM hen strak op het aantal storingsminuten. Dat geeft hen geen ruimte voor een andere risicoafweging. Door het target op het aantal storingsminuten te verruimen of een target toe te voegen, bijvoorbeeld op het aantal nieuwe aansluitingen dat is gerealiseerd in verhouding tot het aantal storingsminuten, kunnen de netbeheerders deze risicoafweging gericht maken en op specifieke plekken de risicocapaciteit weloverwogen benutten.

Het zwaarder belasten van specifieke assets verhoogt de kans op storingen en kan niet overal worden toegepast. Zo komen assets die aan het eind van hun levensduur zijn hier niet voor in aanmerking en is het niet verstandig het toe te passen op zeer kritieke en moeilijk te vervangen assets, zoals hoogvoltage transformatoren. Desondanks kan men, door de belasting van niet-kritieke assets te verhogen, op korte termijn gericht de druk verlichten op plekken waar dat grote maatschappelijke voordelen biedt.

Het risico dat het zwaarder belasten van assets met zich meebrengt, kan worden beperkt door meer in te zetten op real-time monitoring. Daarmee kan men op steeds meer plekken de belasting verhogen zonder dat het risico op storingen sterk oploopt. Het invoeren van real-time monitoren kost echter tijd.

geplaatst voor de meter, echter in sommige gevallen juist meer netcongestie²¹. Maatregelen om batterijexploitanten te stimuleren congestie-verzachtend op te treden, zoals locatiesturing en alternatieve transportovereenkomsten, zijn, zo blijkt uit onderzoek van CE Delft, niet kos-

tenefficiënt. Dat komt doordat elk uur dat een batterij de congestie oplost ongeveer drie tot vijf keer dat aantal uren vollast inzet van de batterij vergt. Daarmee is de benodigde compensatie voor gemiste inkomsten te hoog.

Een batterij achter de meter, bijvoorbeeld bij een grootverbruiker of een energy hub, kan daarentegen, met de juiste sturing, wel de afnamecongestie verlichten²². Hoewel de businesscase voor het investeren in deze batterijen positief is, bijvoorbeeld doordat een bedrijf dankzij zo'n batterij wel uit kan breiden, bemoeilijkt onzekerheid over de duur van congestie, en daarmee de periode waarin de batterij zich moet terugverdienen, de beslissing. De overheid kan in overleg met netbeheerders deze onzekerheid wegnemen door duidelijk te maken hoe lang congestie in een gebied aanhoudt, of door het investeringsrisico te dekken via een garantstelling, langjarige contracten voor flexibiliteit aan te bieden, of batterijen achter de meter te subsidiëren. Momenteel komen alleen ondernemers voor deze subsidies in aanmerking die een batterij installeren in combinatie met eigen duurzame opwekcapaciteit (de EIA-subsidie). Deze regeling zou moeten worden uitgebreid naar alle gebruikers met een CBC of non-firm ATO.

Batterijen achter de meter kunnen ook de invoercongestie verlichten, mits ze daar voldoende capaciteit voor hebben²³. Op dit moment zijn investeringen hierin niet rendabel. Door uitgestelde levering te subsidiëren kan de overheid dit aantrekkelijk maken en daarmee het elektriciteitsgebruik tijdens uren zonder zon en wind verduurzamen. De overheid heeft hiervoor een subsidieregeling aangekondigd vanaf 1 januari 2025.

Nog efficiënter is het om bestaande assets slim in te zetten om de belasting van het net tijdens piekmomenten te verminderen. Denk bijvoorbeeld aan stuurbare zonnepanelen, die op afstand uitgezet kunnen worden. Of warmtepompen die hun buffervaten kunnen verwarmen voor naderende piekmomenten en aan hybride warmtepompen die tijdens piekmomenten over kunnen schakelen op gas. Hoewel dit laatste ook leidt tot meer CO₂-uitstoot is het netto-effect toch positief als een huishouden anders het hele jaar een gasgestookte CV-ketel zou gebruiken.

Alle warmtepompen die op dit moment in Nederlandse woningen in gebruik zijn, hebben een gecombineerd vermogen van bijna 10 GW²⁴. De meeste hiervan zijn echter nog niet stuurbaar. Om met stuurbare warmtepompen op grote schaal flexibel vermogen te realiseren, zijn verdere stappen nodig in de ontwikkeling

van de technologie en de brede adoptie van een communicatieprotocol²⁵. Ook vraagt het om de registratie en aggregatie van slimme warmtepompen. De overheid kan dit realiseren door bestaande subsidies voor energiebesparende maatregelen aan te passen en deze uitsluitend beschikbaar te maken voor stuurbare warmtepompen, of de installatie van stuurbare warmtepompen af te dwingen met regelgeving. Zo voorkomen we dat gebruikers de komende jaren op grote schaal kiezen voor niet-stuurbare warmtepompen waarmee flexibel potentieel verloren gaat en de netcongestie verder toeneemt.

Daarnaast kunnen ook laadpalen en elektrische auto's pieken in de belasting van het stroomnet opvangen. Zo zouden laadpalen langzamer kunnen laden tijdens piekmomenten en sneller op momenten dat de elektriciteitsvraag laag is. Stel dat publieke en semipublieke laadpalen tijdens de avondpiek, tussen 16.00u en 20.00u, op een lager wattage zouden laden, bijvoorbeeld 4 kW of zelfs 0 kW in plaats van 12 kW, levert dit tot 1 GW aan flexibele capaciteit op²⁶. Als ook huishoudelijke laadpalen mee zouden doen, komt daar nog eens 3,5 GW aan flexibele capaciteit bij. Daarbovenop kan de batterij van de elektrische auto gebruikt worden om op piekmomenten elektriciteit te leveren aan een huishouden of terug aan het net, om dat vervolgens weer bij te laden als de piek voorbij is. De technologie hiervoor bestaat al maar wordt nog beperkt gebruikt. Het effect voor de eindgebruiker is beperkt; de meeste auto's staan zo'n 9 uur aan de lader, terwijl er maar ongeveer 4 uur nodig is om op te laden. De adoptie verhogen vraagt om prijsprikkels die slim laden stimuleren en een communicatieprotocol voor laadpalen om stroom terug te leveren aan het net.

Gebruik van gasturbines als flexibele assets – In april dit jaar kondigden de netbeheerders aan dat ze gasturbines willen gebruiken als flexibele assets om daarmee extra elektriciteitsaanbod te creëren en congestie te voorkomen. Hoewel dit voorplan in lijn is met wat we met de inzet van flexibele assets voor ogen hebben, en het op korte termijn daadwerkelijk bij kan dragen aan het verlichten van netcongestie, zijn gasturbines hier niet het meest geschikte middel voor. Om geen extra congestie te creëren, zullen deze gasturbines diep in het net moeten worden neergezet. Daarbij zullen deze turbines maar een beperkt aantal uren per jaar nodig zijn. In combinatie met de benodigde investeringen om deze gasturbines te bouwen, resulteert dit in een hoge prijs per MWh

flexibiliteit, tot wel 2.500 euro²⁷. Inzetten op vraagflexibilisering, zeker als het gaat om energie-intensieve industrieën, en het benutten van bestaande assets, zoals hybride warmtepompen, zijn daarmee

kostenefficiënter. In het voorbeeld van de houtzagerij kost een MWh flexibiliteit bijvoorbeeld 1.650 euro, en dit kan voor zeer energie-intensieve industrieën als de chemische industrie nog een stuk lager zijn.

Interventie 6:

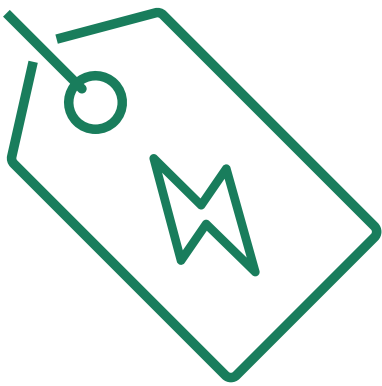
Versnel de toewijzing van beschikbare capaciteit

Tot slot kunnen we het huidige stroomnet ook beter benutten door de capaciteit in de wachtrij anders toe te wijzen. Nu gebeurt dat voornamelijk *first come, first serve*, in lijn met het Europese non-discriminatiebeginsel. Het komt hierdoor regelmatig voor dat er in een gebied nog wel ruimte is, maar dat deze ruimte onbenut blijft. Stel namelijk dat er in een gebied nog ruimte is voor 20 MW en dat de aanvrager vooraan in de wachtrij om een aansluiting van 30 MW vraagt. Pas zodra de aanvrager vooraan in de wachtrij niet akkoord gaat met een kleinere aansluiting die wel past binnen de beschikbare ruimte mag de netbeheerder het aanbieden aan de volgende in de wachtrij. Dit proces is zeer tijdrovend en hierdoor blijft beschikbare ruimte te lang onbenut.

Netbeheerders zouden het aanbodproces kunnen versnellen door meerdere aanvragers parallel te benaderen en door strakke deadlines te hanteren voor het accepteren van het aanbod. Standaardisatie van contracten met marktconforme afspraken per industrie, ook voor gebruikers, kunnen de onderhandelingstijd verkorten en daarna dit proces versnellen. Ook kunnen netbeheerders actiever sturen op het lokaal matchen van aanvragen om zo gevraagde ruimte en opwekcapaciteit op elkaar aan te laten sluiten. Hierdoor kan men met minder middelen toch meer aanvragers aansluiten.

Ook kan er nagedacht worden over een marktmechanisme voor het contracteren van flexibele contracten met partijen in de wachtrij, om het wachtrijproces te versnellen en de rol van netbeheerders te verlichten. Hierbij moet rekening gehouden worden met mogelijk perverse prikkels die marktwerking meebrengt. Immers is de partij die het meest wil betalen voor een aansluiting, niet per definitie de partij die de meeste maatschappelijke waarde brengt. Het is bij uitstek een rol voor de overheid om de regie te pakken over dit soort marktordeningsvraagstukken.

Een verdergaande maatregel is om netbeheerders de mogelijkheid te geven zelf aanvragers te prioriteren bij de toekenning van beschikbare ruimte. Begin dit jaar heeft de ACM hiertoe de eerste voorzichtige stappen gezet. Cruciaal daarin is dat de prioritering plaatsvindt op basis van objectieve en transparante criteria. Om dit verder uit te breiden, zijn politieke keuzes nodig ten aanzien van welk type economische activiteit we in Nederland het belangrijkste vinden. Hierbij kan men bijvoorbeeld kijken naar maatschappelijke waarde en de impact op geopolitieke belangen.



Hoe houden we energie betaalbaar?

Actie van de overheid nodig om het energiesysteem betaalbaar te houden

Netbeheerders investeren enorme bedragen in het uitbreiden en verzwaren van het net: nu al ieder jaar 6 miljard euro en dat zal in de komende jaren met tenminste 2 miljard euro per jaar oplopen. Ook de interventies die wij voorstellen om de beschikbare capaciteit op het huidige stroomnet op korte termijn beter te benutten, vergen investeringen. Ondanks dat al deze investeringen een grote toegevoegde waarde hebben voor de hele maatschappij, leiden ze in eerste instantie vooral tot hogere energierekeningen. Dat komt doordat investeringen en operationele kosten in Nederland vrijwel volledig worden verrekend in de nettarieven. De overheid herkent deze uitdaging en heeft daarom afgelopen april een onderzoek aangekondigd om concrete beleidsopties te identificeren waarmee men energie betaalbaar kan houden en onze concurrentiepositie kan beschermen²⁸. Als aanvulling op de huidige onderzoeksvraag zou het interessant zijn om naast de benodigde investeringen in het elektriciteitsnet, holistisch naar de kosten van het hele energiesysteem te kijken. Op deze manier kan een antwoord worden gegeven op wat de meest doelmatige manier is om het energienet van de toekomst te realiseren, en vervolgens hoe deze kosten te alloceren.

De stijgende energierekening als gevolg van de investeringen in ons elektriciteitsnet zet de bestaanszekerheid van huishoudens onder druk. We verwachten dat de gemiddelde energierekening van huishoudens in de komende vijf tot tien jaar verdubbelt ten opzichte van voor de energiecrisis. Dit effect is het grootst voor huishoudens met een CV-ketel en zonder zonne-

panelen. Het aandeel van de nettarieven in de totale energierekening van bedrijven zal stijgen naar 20% tot 50% in 2030²⁹. Onze buurlanden verdelen deze investeringskosten anders of hanteren hogere compensatie- en kortingsmaatregelen voor bedrijven. Dit gaat ten koste van een gelijk speelveld en het Nederlandse vestigingsklimaat, met name voor energie-intensieve industrieën die internationaal concurreren. Het kan zomaar zijn dat Nederlandse grootverbruikers in de toekomst twee keer meer betalen voor hun energie dan vergelijkbare bedrijven in Duitsland, Frankrijk en België, waar de overheid de aanleg en uitbreiding van het net betaalt uit publieke middelen, of hoge compensatie of kortingsmaatregelen heeft voor bedrijven³⁰.

Dat de enorme investeringen die we nu doen in het uitbreiden en verzwaren van ons stroomnet nodig zijn, staat vast. We moeten immers de netcongestie oplossen en de transitie maken naar een nieuw, duurzaam en flexibel energiesysteem. Een nieuw systeem dat uiteindelijk goedkoper zal zijn dan het huidige, omdat duurzame elektriciteit voordeliger op te wekken is dan elektriciteit uit fossiele bronnen. Het is de uitdaging voor de overheid om in de komende jaren, waarin flink zal worden geïnvesteerd, energie betaalbaar te houden en daarmee de bestaanszekerheid van onze burgers en de concurrentiepositie van onze bedrijven te beschermen.

Betaalbaarheid beschermen kan op drie manieren: marktwerking, socialisering en meer uitspreiden van investeringskosten

We zien drie oplossingsrichtingen voor de overheid om de betaalbaarheid van energie te beschermen. Ten eerste kan zij inzetten op verdere marktwerking om zo de allocatie van de kosten en de baten via financiële prikkels met elkaar in lijn te brengen. Dit kan de overheid bijvoorbeeld doen door nieuwe aansluitcapaciteit te veilen en zo de aansluitingen met de hoogste toegevoegde waarde te prioriteren. Ook kan men

prijsdifferentiatie introduceren tussen gebieden en tussen gebruiksmomenten om daarmee capaciteit tijdens congestie duurder te maken. Hoewel dit de waarde van de beschikbare netcapaciteit optimaliseert, brengt het ook risico's met zich mee ten aanzien van publieke belangen. Dit systeem leunt namelijk op marktwerking en optimaliseert daarmee vooral de waarde voor de gebruiker in plaats van de waarde voor de maat-

schappij als geheel. Ook kan tariefdifferentiatie gebruikers die niet makkelijk het moment en de locatie van hun stroomgebruik kunnen bepalen, disproportioneel hard raken. Dit is extra precair omdat deze bedrijven dit niet mee hebben kunnen nemen in hun eerdere investeringsbeslissingen. Daarnaast is de toenemende complexiteit en onvoorspelbaarheid van aansluitrechten en -tarieven in dit scenario een risico op zich, en is implementatie ingewikkeld en tijdrovend.

De tweede manier waarop de overheid hiermee om kan gaan, is door de tijdelijk hogere netwerk-kosten, als gevolg van de grote investeringen, met publiek geld te subsidiëren, vergelijkbaar met hoe dat in andere landen gebeurt. Daarmee vergroot men het draagvlak voor de energietransitie onder de huidige generatie en legt men, indien men hiermee de staatsschuld op laat lopen, de kosten voor een groter deel neer bij de volgende generatie. Een generatie die ook de vruchten zal plukken van een goedkoper duurzaam energiesysteem. Door de investeringen in het stroomnet uit publieke middelen te financieren, beperkt men de piek in netwerkkosten dit decennium en daarmee ook de stijging van de nettarieven. Het zal voor het kabinet echter niet makkelijk zijn om hier publieke middelen voor vrij te maken. Tegelijkertijd leidt de toename in bedrijvigheid ook tot extra inkomsten voor de schatkist: grofweg 4 tot 12 miljard euro per jaar. Hierbij dient opgemerkt te worden dat het kunstmatig laag houden van de netwerk-

kosten over een lange periode de prikkel voor energiebesparing en flexibilisering verminderd.

De derde manier waarop de overheid de betaalbaarheid van energie kan beschermen, is door de termijn te verlengen waarover de netbeheerders de investeringskosten in de tarieven uitspreiden. Hierdoor duurt het langer voordat de netbeheerders hun investeringskosten terugverdienen maar worden de tarieven voor gebruikers gedempt. Om te zorgen dat de netbeheerders de investeringen toch kunnen financieren, kan de overheid garant staan voor eventuele leningen en met kapitaalinjecties zorgen voor voldoende kredietwaardigheid.

In lijn met wat we schreven in de verdieping over het stimuleren van flexibiliteit via een dynamisch tariefstelsel, zien we een combinatie van de drie manieren als meest effectief. Door op korte termijn in te zetten op socialisering, door de enorme investeringen deels vanuit publieke middelen te dekken, en op het verder uitspreiden van investeringskosten, kan men de betaalbaarheid van energie beschermen en draagvlak voor de energietransitie behouden. Op lange termijn kan men vervolgens stapsgewijs meer marktwerking in de gebruikstarieven introduceren als methode om, zonder inmenging van de overheid, gebruikers en opwekkers de financiële prikkels te geven die aansluiten bij de kosten en de baten van het nieuwe energiesysteem.

De grote maatschappelijke waarde verplicht ons over alle mogelijke oplossingen na te denken

Inzetten op een betere benutting van de bestaande netcapaciteit is de enige manier om op korte termijn de congestie te bestrijden. Daarmee kunnen we de tijd overbruggen tot de netuitbreidingen en -verzwaringen zijn gerealiseerd en de gedragsverandering stimuleren die nodig is om de transitie te maken naar een nieuw en betaalbaar energiesysteem. De gevolgen van netcongestie zijn al voelbaar in het bedrijfsleven en

de energietransitie en worden snel voelbaar in de woningbouw. Aan de andere kant zijn de maatschappelijke baten van het oplossen van netcongestie enorm. Doordat er zoveel op het spel staat, moeten we anders durven nadenken over risico's en kosten. Het verplicht ons als maatschappij om in te blijven zetten op maatregelen die de situatie direct verlichten en om daarbij ook buiten de bestaande kaders te denken.

Bronnen

1. CBS: Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik
2. Kamerbrief van de Minister voor Klimaat en Energie (oktober 2023): Voorzienings- en leveringszekerheid energie
3. Met name voor grootverbruikaansluitingen, nodig voor bijvoorbeeld een woonwijk, een bedrijf of een park met meer dan vijftig zonnepanelen, en in specifieke regio's ook voor kleinverbruikaansluitingen.
4. Een Capaciteit Beperkend Contract (CBC) is een aanvulling op een firm ATO waarbij de gebruiker tegen betaling afziet van (een deel van) het gebruik van de overeengekomen aansluit- en transportcapaciteit op specifieke momenten.
5. Een non-firm ATO is een overeenkomst tussen de netbeheerder en de gebruiker zonder vaste (firm) transportcapaciteit.
6. Gebruik Op Tijd Of Raak het Kwijt: een codebesluit van de ACM die netbeheerders in staat stelt om de aangehouden netcapaciteit voor een gebruiker te verlagen, indien aan specifieke voorwaarden wordt voldaan
7. Netbeheer Nederland (juni 2024): stand van de uitvoering
8. CBS: Aardgas- en elektriciteitslevering aan bedrijven (2022)
9. Partijen met een aansluiting groter dan 1 MW en actief in een congestiegebied
10. Codebesluit niet gebruikte transportrechten (GOTORK)
11. Toegevoegde waarde zoals beschreven door het CBS als: "De toegevoegde waarde staat gelijk aan het verschil tussen de productiewaarde en de waarde van de in het productieproces verbruikte goederen en diensten"
12. Reactie Minister van Klimaat op kamervragen 28-9-2023 <https://app.1848.nl/document/tkapi/340505>
13. Merosch & CE Delft: Oplossingen voor netcongestie bij bedrijven
14. Er is geen formele grens aan het bedrag dat een netbeheerder per MWh flexibiliteit mag betalen, zolang dit binnen het totaalbudget voor congestiemanagement past. In de praktijk blijkt wel dat vanuit doelmatigheidsoverwegingen, en door de complexiteit van het bepalen van de kosten van een MWh flexibiliteit, het bedrag meestal niet meer dan enkele honderden euro's per MWh is.
15. EMBER (2024) Gemiddelde wholesaleprice juni 2023-juni 2024
16. Ecorys (2024); op basis van gemiddelde baten van een MWh op het middenspanningsnet (conventioneel en toekomstig)
17. Onderzoek van PWC toont aan dat ongeveer 33% van de toegevoegde waarde in de schatkist belandt
18. Tennet (2023) Leveringszekerheid
19. 7th CEER-ECRB Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply (2022)
20. Gebaseerd op schattingen van netbeheerder over de opbrengst van dynamic line rating en de belastbaarheid van middenspanningskabels
21. Systeembatterijen profiteren van onbalans in de markt. Door de huidige marktstructuur komt die onbalans met name voor op momenten van lokale piekbelasting. Daarmee verhogen systeembatterijen de piekbelasting nog verder en dragen daarmee bij aan netcongestie.
22. CE Delft (april 2023): Beleid voor grootschalige batterijsystemen en afnamecongestie
23. CE Delft (oktober 2023): Beleid voor grootschalige batterijen en opweknetcongestie
24. CBS: Warmtepompen; aantallen, thermisch vermogen en energiestromen (gebaseerd op 2023). Dit zijn zowel hybride warmtepompen als volledig elektrische warmtepompen
25. Open Flexibility Alliance: In twee stappen naar flexibel aanstuurbare warmtepompen (2024)
26. Uitgaande van ruim 100.000 publieke en semi-publieke laadpunten, ruim 550.000 huishoudelijke laadpalen en een gemiddelde laaddruk van 83% tijdens 16.00u en 20.00u, zoals beschreven in de voortgangsrapportage van de Nationale Agenda Laadinfrastructuur uit april 2024
27. Uitgaande Levelized Cost Of Electricity (LCOE) voor een nieuw te realiseren gascentrale van ~1MW die 220 uur per jaar draait gedurende 10 jaar
28. Interdepartementaal beleidsonderzoek (IBO) bekostiging elektriciteitsinfrastructuur
29. Blom & Wijers (2024): Hoe Tata Steel Nederland te verduurzamen?
30. E-bridge (maart 2024); Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France; Aurora (augustus 2024): Grid fee outlook for the Netherlands 2045

Auteurs



Thijs Venema

Managing Director and Partner
Amsterdam



Tessa van Swieten

Managing Director and Partner
Amsterdam



Stephanie van den Boogaard

Project Leader
Amsterdam



Ruben Bieze

Project Leader
Amsterdam



Max Middelbos

Associate
Amsterdam

