

## **Bijlage 1. Uitleg per actie**

### ***Actie 1. Structurele oplossingen voor Drenthe en Groningen***

In Drenthe en Groningen heeft het regionale elektriciteitsnet een capaciteit van 1.673 MVA. De afgelopen jaren is er een grote groei ontstaan in geplande decentrale elektriciteitsopwekking.

Op dit moment wordt er ongeveer 500 MW aan duurzame productie getransporteerd in de regionale elektriciteitsnetten van Groningen en Drenthe. Enexis heeft nog lopende opdrachten voor het transporteren van duurzame opwekkers van in totaal 1.326 MVA. Een totaal van 2.106 MVA heeft een kostenindicatie of een offerte met of zonder SDE+ subsidie aangevraagd en een totaal van 5.730 MVA bevindt zich in het initiatief stadium. Als alle projecten doorgaan, zal ongeveer 10.000 MVA aangesloten worden op een elektriciteitsnetwerk dat historisch een capaciteit heeft van 1.673 MVA. Met 10.000 MVA aan duurzame opwek kan in het jaarverbruik aan elektriciteit bij een verbruik van 3500 kWh per huishouden van circa 2,8 miljoen huishoudens voorzien worden.

Op dit moment heeft Enexis 230 aanvragen voor aansluitingen van duurzame opwekkers gekregen in netgedeeltes zonder transportmogelijkheden.

Enexis is de afgelopen jaren een groot aantal uitbreidingsprojecten gestart, waardoor de capaciteit met 1.320 MVA uitgebreid gaat worden. Dit is echter niet genoeg om aan de enorme vraag te kunnen voldoen. Daarom doen Enexis en TenneT op dit moment onderzoek om te bekijken of congestiemanagement mogelijk is in Groningen, Drenthe en Overijssel. Op basis van de huidige ontwerp- en bedrijfsvoeringscriteria lopen zowel het net van Enexis maar ook de benodigde 'afvoercapaciteit' naar het landelijk hoogspanningsnet in die regio, ondanks de al gerealiseerde netuitbreidingen, nu al tegen hun uiterste grenzen aan. Extra netcapaciteit kan alleen gerealiseerd worden door het bouwen van een groot aantal nieuwe HS-stations, inclusief aanleg en verzwaren van HS-lijnen. En het verzwaren van de regionale netten.

Een tussen-maatregel, specifiek gericht op deze regio, is om de bestaande 110 kV netten in het noorden van het land (provincies Drenthe, Groningen, Friesland en Overijssel) te verzwaren. TenneT zou meer lijnen kunnen ophangen in deze bestaande netten als dit efficiënt is. De realisatietermijn van de tussen-maatregel is zeker drie jaar en zal de problematiek in deze regio niet volledig kunnen wegnemen.

TenneT onderzoekt verder ook hoe zij in deze regio meer transportcapaciteit kan realiseren. De landelijke netbeheerder zal dus ook investeringen moeten doen.

De landelijke netbeheerder verwacht eind dit jaar nieuwe uitbreidings- investeringsbesluiten te kunnen nemen, waarmee de capaciteitsproblematiek in het noorden van Nederland uiteindelijk kan worden opgelost.

De verwachting is dat in 2028 een tiental nieuwe HS-stations in Groningen/Drenthe gerealiseerd zullen zijn met een gezamenlijke capaciteit van 3.600 MVA. Als de HS-lijnen verzwaaard zijn, kunnen bestaande HS-stations verder uitgebreid worden, waardoor verwacht wordt dat rond 2028 aan de gevraagde capaciteit kan worden voldaan.

#### *Landelijke transportnetwerk 220/380 kV*

TenneT houdt rekening met een toekomstige netstructuur die geschikt is om het toekomstig elektriciteitstransport te kunnen faciliteren. Het verbruik zou kunnen toenemen met zo'n 60% van het huidige verbruik (passend bij de ambities in het (ontwerp) Klimaatakkoord). Voor de provincies Groningen en Drenthe houdt TenneT rekening met verschillende scenario's waarin met name zon-PV en offshore wind steeds verder groeit hetgeen tot transportknelpunten kan leiden in het landelijke net. Een oplossing hiervoor is uitbreiding van het 380 kV net tussen Vierverlaten en Ens. In het verleden is hiervan al eens sprake geweest, echter was nut en noodzaak toen onvoldoende aangetoond. Daarbij kan de verbinding tussen Eemshaven en Vierverlaten nu al met 4 circuits 380 kV worden uitgevoerd in plaats van 2, zoals planologisch reeds voorzien. Uitbreidingen van het 380 kV net zijn ruimtelijk ingrijpend en kostbaar en kennen een lange realisatietermijn van 8 tot 10 jaar en soms zelfs langer. In die tijd zijn er ontwikkelingen die de nut en noodzaak van uitbreiding kunnen beïnvloeden. Ik denk bijvoorbeeld aan verdere systeemintegratie van gas en elektriciteit of ontwikkelingen zoals opslag en conversie. Alvorens over te gaan tot de voorbereiding van een besluit op grond van de Rijkscoördinatieregeling voor een 380 kV netuitbreiding wil ik de komende tijd met TenneT en stakeholders in de regio in gesprek om te verkennen welke realistische oplossingen er, naast netuitbreiding, zijn voor de knelpunten in de transportcapaciteit. De systeemstudies die TenneT in de noordelijke provincies uitvoert in het kader van de RES zijn hiervoor belangrijke input. Ik streef ernaar eind dit jaar over de uitkomsten van deze verkenning te kunnen berichten.

#### ***Actie 2: Maatregelen die netbeheerders nu al treffen om knelpunten op te lossen***

Om de problemen die het gevolg zijn van een tekort aan transportcapaciteit te beperken, wordt in afwachting van de realisatie van de benodigde netverzwaring, onder meer gezocht naar mogelijkheden om gebruik te maken van tijdelijke of structurele inkoop van flexibiliteit. Hierbij worden aangesloten die in staat zijn hun productie of afname van elektriciteit te verhogen of te verlagen betaald om door middel van die verhoging of verlaging bij te dragen aan het managen van de congestie. Een eigenaar van een batterij is een voorbeeld van een aanbieder van flexibiliteit. Daarnaast zijn er ook andere aanbieders van flexibel verbruik of tijdelijk afregelbare (al dan niet duurzame) opwek. De markt waarin deze flexibiliteit wordt ingezet door de regionale netbeheerders – de markt voor congestiemanagement - is

echter vrij nieuw en netbeheerders zijn nu ervaring aan het opdoen hiermee. In de regio's met deze schaarste zijn vaak de enige partijen die de benodigde flexibiliteit kunnen leveren, de parken die zonvermogen leveren. Belangrijk is dat wordt voorkomen dat het aantrekkelijk wordt voor deze parken om ten laste van de nettarieven de productie van duurzame elektriciteit te staken. Voor de vergoeding die aangeslotenen ontvangen voor het op- of afregelen biedt de Europese verordening 2019/943 daarom een kader dat deze vergoeding maximeert op de marginale productiekosten en eventueel misgelopen subsidie. Opslag is nog steeds duur en is slechts in beperkte mate beschikbaar in de markt. Wanneer er een markt voor flexibiliteit ontstaat, zouden investeringen in opslag aantrekkelijker kunnen worden. Dat zou een aanzet kunnen geven tot verbeterde beschikbaarheid van opslag tegen lagere kosten.

De bovengenoemde maatregelen om knelpunten in het net weg te nemen kosten naast tijd ook geld. Deze kosten hangen samen met de uitvoering van wettelijke taken door de netbeheerders en worden verwerkt in de tarieven in de volgende reguleringsperiode. Daarbij dient voorkomen te worden dat een (pro)actieve netbeheerder die als eerste flink investeert in deze maatregelen door de werking van het reguleringsmodel als minder efficiënt wordt beoordeeld dan netbeheerders met minder congestie of die pas later maatregelen nemen tegen congestie.

### ***Actie 3: Nieuwe wet- en regelgeving is nodig***

#### *3.1 Huidig wettelijk kader met betrekking tot aansluiten en transporteren*

Iedereen die daar om verzoekt heeft op grond van artikel 23, eerste lid, Elektriciteitswet 1998 (verder: de wet), recht op een aansluiting. Deze bepaling kent geen uitzondering. Onvoldoende transportcapaciteit in het net kan daarom niet als reden worden aangevoerd om een aansluiting te weigeren. Netbeheerders moeten maatwerk leveren, zonder te discrimineren tussen aanvragen.

De plicht van de netbeheerder om een aanbod tot transport aan te bieden aan iedereen die daarom verzoekt (in artikel 24 van de wet) is minder absoluut. Deze kent in het tweede lid een uitzondering voor het geval de netbeheerder redelijkerwijs geen capaciteit beschikbaar heeft voor het gevraagde transport. Over de interpretatie wanneer sprake is van een dergelijke situatie, bestaat onduidelijkheid. De ACM heeft in haar Visiedocument transportschaarste van 2009 geprobeerd om dit kader duidelijk te maken. Ook zijn er enkele rechterlijk uitspraken hierover geweest, bijvoorbeeld de recente uitspraak van de rechtbank in Arnhem over 'Schenkeveld'<sup>1</sup>. Tegen deze uitspraak is beroep ingesteld. Er blijft echter onduidelijkheid bestaan over de vraag wanneer de netbeheerder een beroep op deze weigeringsgrond kan doen.

---

<sup>1</sup> Rechtbank Gelderland, 16 april 2019, ECLI:NL:RBGEL:2019:1681

In zijn algemeenheid dient eenieder die daarom verzoekt bij de netbeheerder een aansluiting en een aanbod tot transport te krijgen. Deze bepalingen zijn van belang om ervoor te zorgen dat de toegang tot het net voor een ieder open staat. Een netbeheerder mag echter een aanbod tot transport weigeren als alle mogelijkheden om transport aan te bieden (waaronder congestiemanagement) zijn onderzocht. Als er op basis van prognoses van afnemers op enig moment in een gebied meer transportvraag verwacht wordt dan aan transportcapaciteit beschikbaar is, is er sprake van fysieke congestie. Wanneer dit niet met technische maatregelen opgelost kan worden, dan onderzoekt de netbeheerder of congestiemanagement een oplossing kan bieden. In de technische codes op grond van artikel 31 van de wet is de procedure vastgelegd die bij congestiemanagement wordt gehanteerd en die garandeert dat ook bij congestiemanagement afnemers non-discriminatoir worden behandeld.

Het totale beschikbare transportvermogen wordt bepaald aan de hand van de geldende netontwerpcriteria. Voor de landelijk netbeheerder zijn die netontwerpcriteria in of krachtens de wet vastgelegd. De netbeheerders houden er rekening mee dat niet alle aangeslotenen tegelijkertijd gebruik maken van hun maximale gecontracteerde capaciteit. De gecontracteerde transportcapaciteit bedraagt derhalve meer dan het totale beschikbare transportvermogen.

Zo wordt voorkomen dat bij de berekening van de beschikbare transportcapaciteit van het net onnodig rekening wordt gehouden met transporten die in de praktijk niet zullen plaatsvinden.

Het inregelen van congestiemanagement kost uiteraard tijd en leidt niet altijd tot een positief resultaat. Bovendien is het alleen mogelijk in gebieden waar naast productie van elektriciteit ook consumptie van elektriciteit plaatsvindt, liefst door enkele grote verbruikers. Aangezien deze mogelijkheid van congestiemanagement door netbeheerders nog niet ten volle wordt benut, is er ook onvoldoende zicht of dit effectief inzetbaar is. Het is belangrijk dat netbeheerders deze optie verder gaan benutten en voorstellen voorbereiden aan ACM om eventuele belemmeringen in de codes op dit punt weg te nemen, zodat er een effectief instrumentarium is dat netbeheerders kunnen gebruiken. Het gaat om een nieuwe markt, die nog ontwikkeld moet worden. Het is daarbij belangrijk dat de vergoeding die aangeslotenen ontvangen voor het op- of afregelen niet dusdanig hoog is, dat er vooral een markt ontstaat voor duurzame energie die niet wordt geproduceerd. Daarom biedt verordening 2019/943 een kader dat deze vergoeding beperkt tot de marginale kosten, eventueel verhoogd met de misgelopen subsidie.

Pas als deze mogelijkheid is onderzocht en er hierdoor redelijkerwijs onvoldoende transportcapaciteit vrijkomt, mag de netbeheerder weigeren om een aanbod te doen voor het transport van elektriciteit. Onduidelijk blijft in dat geval wanneer er 'redelijkerwijs' geen transportcapaciteit beschikbaar is. Het kan daarom wenselijk zijn om een nader invulling te geven van dit begrip, bijvoorbeeld door uitwerking in de codes. Bij de invulling van het

begrip redelijkerwijs zou ook rekening kunnen worden gehouden met het verschil in de gevolgen voor de diverse afnemers van de transportdienst. Een verbruiker van elektriciteit heeft immers bij transport een geheel ander belang dan iemand die elektriciteit op het net invoedt. Met deze verschillen dient de netbeheerder rekening te houden indien hij een beroep op deze weigeringsgrond doet. De gedeerde inkomsten als gevolg van een beperking van het transport zullen in het algemeen voor een invoeder bijvoorbeeld minder omvangrijk zijn, dan voor een industriële verbruiker of tuinder. Ook het belang van investeringszekerheid, gevolgen voor het vestigingsklimaat en de maatschappelijke kosten van het toepassen van congestiemanagement zouden hierbij een rol kunnen spelen. In de praktijk kan dit ertoe leiden dat een onderscheid tussen verbruikers en invoeders kan worden gerechtvaardigd. Om deze afweging voor netbeheerders hanteerbaar te maken en voor afnemers transparant en controleerbaar, zal het kader voor deze afweging nader worden uitgewerkt.

Overigens blijft voorop staan dat congestiemanagement of zelfs een weigering om transport aan te bieden wegens een tekort aan capaciteit, altijd slechts tijdelijk is. Ook na weigering van transport en tijdens het voeren van congestiemanagement zal de netbeheerder alle maatregelen moeten blijven inzetten om wel aan de transportvraag te kunnen voldoen. Congestiemanagement en een weigering mogen dan ook niet langer duren dan strikt noodzakelijk. De netbeheerder zal uiteindelijk ook moeten verzwaren.

In het document ‘Vragen en Antwoorden Transportschaarste’ geeft de ACM nadere toelichting op de rechten en verplichtingen van aangeslotenen, partijen die aangesloten willen worden en netbeheerders bij transportschaarste. Dit document publiceert de ACM op haar website.

*3.2 Huidige mogelijkheid tot ontheffingen van verplichtingen in de codes*  
Netbeheerders hebben de wijze waarop zij met de markt omgaan, veelal vastgelegd in (technische) codes. Zo staat in de codes bijvoorbeeld hoe zij met congestie omgaan. Soms zijn de codes niet goed toegesneden op de feitelijke situaties die zich nu voordoen. Als congestie in bepaalde gebieden kan worden weggenomen of kan worden verminderd door op verantwoorde wijze (bijvoorbeeld vooruitlopend op regelgeving) af te wijken van hetgeen in de technische codes is geregeld, kan aan de ACM een ontheffing worden gevraagd. Dit is bijvoorbeeld gebeurd door de ACM voor een ontheffing in Haarlemmermeer, besluit ACM van 1 november 2017.<sup>2</sup>

Dergelijke ontheffingen worden nu vaak per geval aangevraagd. Ik verwacht dat netbeheerders met de ACM gaan bekijken of het mogelijk is om dergelijke vergelijkbare gevallen in één ontheffingsaanvraag samen te nemen of gebundeld te behandelen, om zo voor een groter gebied waar dezelfde

---

<sup>2</sup> Zaaknummer 16.1223.53; <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/2018-03/besluit-onderstation-haarlemmermeer.pdf>

problematiek geldt sneller en makkelijker een besluit te krijgen over de verzochte afwijking van de codes.

### *3.3 Energiewet*

In mijn brief van 8 april jongstleden (Kamerstuk 30196, nr. 644) heb ik aangegeven dat ik werk aan een nieuwe Energiewet. In deze wet zullen maatregelen worden opgenomen, waarmee netbeheerders meer mogelijkheden krijgen om op opkomende congestie te reageren. Er zal worden bezien of het Europese kader ruimte biedt om de aansluitplicht en de transportplicht te verduidelijken in het nieuwe wettelijke kader en daarbij een onderscheid te maken tussen de aansluit- en transportplicht voor de netbeheerder bij productie en bij afname. Dit om ervoor te zorgen dat netbeheerders sneller kunnen inspelen op de snelle toename van hernieuwbaar op land. Netbeheerders krijgen meer instrumenten in handen om bijvoorbeeld andersoortige transportcontracten aan te bieden voor productie. Voor afname kan het huidige wettelijke kader voor een groot deel in stand blijven. Voor productie is het van belang dat er (naast het al bestaande opknipverbod voor windparken) ook een opknipverbod van zonneparken komt, waardoor wordt voorkomen dat één project in kleinere aansluitingen wordt opgesplitst. Ook wordt gekeken naar de mogelijkheid voor de netbeheerder om zon en wind van verschillende projecten op één aansluiting/kabel aan te sluiten (cable pooling). Daarnaast wordt gekeken of er meer ruimte komt voor voorinvesteringen van de netbeheerder, door te bepalen dat deze mag aansluiten tegen de maatschappelijk laagste kosten. Hiermee wordt verduidelijkt dat het mogelijk is om bijvoorbeeld opwekeenheden door middel van één aansluiting aan te sluiten, ook al zijn er verschillende eigenaren van de opwekeenheden. Door in de aansluitplicht bij Door in de aansluitplicht bij productie de nodige flexibiliteit te brengen, wordt het voor netbeheerders makkelijker om sneller te reageren op nieuwe ontwikkelingen. Ook het wettelijk kader voor de aansluittermijnen zal worden aangepast om beter aan te sluiten bij een redelijke termijn en meer ruimte te bieden om te werken met tussen netbeheerders en aangesloten af te spreken “wensweek” waarin aansluitingen worden gerealiseerd.

Daarnaast wordt de plicht van de netbeheerder om een aanbod tot transport te doen verder verduidelijkt in de nieuwe Energiewet. Er zal duidelijker worden omschreven aan wie transport kan worden geweigerd bij capaciteitsproblemen. Het verschil tussen bestaande aangesloten met een lopende transportovereenkomst en aangeslotenen die voor het eerst een aanbod voor transport aanvragen zal worden verduidelijkt, het gaat hier immers niet om gelijke gevallen. Uiteraard binnen de ruimte die het Europese recht hiervoor biedt. Ook wordt in de wet expliciet de mogelijkheid opgenomen voor netbeheerders om de gegarandeerde transportcapaciteit te beperken of transport met operationele beperkingen aan te bieden.

Tevens wordt er ruimte gecreëerd voor nieuwe vormen van tariefregulering en tariefgrondslagen. Hiermee kan in de toekomst gekeken worden hoe het totaal aan kostenprijkkels in het systeem zo kan worden ingericht dat het leidt

tot lagere maatschappelijke kosten. Hierbij kan gedacht worden een vorm van het producententarief en een hervorming van de manier waarop producenten van hernieuwbare elektriciteit hun transportcapaciteit contracteren.

De verwachting is dat deze wet eind van dit jaar geconsulteerd kan worden. Vooruitlopend hierop worden enkele van de hiervoor genoemde wijzigingen uitgewerkt in een algemene maatregel van bestuur onder de Crisis- en Herstelwet. Hierdoor kan het nieuwe wettelijke kader voor gebieden waar schaarste heerst, naar alle waarschijnlijkheid al deels begin volgend jaar inwerking treden.

#### *3.4 Besluit uitvalsituaties*

Met de wet voortgang energietransitie is een bepaling opgenomen dat het landelijke hoogspanningsnet zo moet zijn ontworpen, dat het transport van elektriciteit ook verzekerd is indien zich een uitvalsituatie voordoet (ook wel enkelvoudige storingsreserve of redundantie genoemd), tenzij hiervoor bij algemene maatregel van bestuur een vrijstelling geldt of door de ACM een ontheffing is afgegeven. Op dit moment wordt gewerkt aan een algemene maatregel van bestuur waarin deze vrijstellingen worden opgenomen. Hierbij wordt gedacht aan een bepaling dat hoogspanningsnetten voor het transport van productie van elektriciteit niet redundant behoeven te zijn. Hierdoor kan (met name voor duurzame opwek) enige ruimte op het net worden gecreëerd zonder dat daarmee de leveringszekerheid van elektriciteit in gevaar komt. Het hoogspanningsnet kan op deze manier 50-100 procent meer productie aan. In het middenspanningsnet zal hierdoor circa 30 procent meer duurzame opwek kunnen worden aangesloten. Het vrijgeven van de storingsreserve voor het transport van duurzame opwek werkt ongeveer hetzelfde als het gebruik van de vluchtstrook op een snelweg als spitsstrook. De spitsstrook moet bij een ongeval direct door het verkeer worden vrijgemaakt, hetzelfde geldt voor de storingsreserve. Als zich in het net een storing voordoet of onderhoud moet worden verricht, wordt de opwek afgeschakeld zodat het transport ten behoeve van verbruikers van elektriciteit kan worden voortgezet. Voor de leveringszekerheid van de verbruikers van elektriciteit heeft dit daarom geen gevolgen. Deze vrijstelling leidt onmiddellijk tot meer ruimte op het net, doordat de redundantie in het net volledig benut kan worden voor duurzame opwek. De verwachting is dat dit besluit begin volgend jaar inwerking kan treden.

#### *3.5 Besluit Experimenten onder de Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet*

Met de Wet voortgang energietransitie is in de wet een bepaling opgenomen om de mogelijkheden die al bestonden om te experimenteren te verbreden. Ik heb dit besluit 26 april voorgehangen bij uw Kamer (Kamerstuk 34627, nr. 48) en uw Kamer heeft hiermee ingestemd.

Het nieuwe besluit maakt het mogelijk om te experimenteren. Het besluit biedt bijvoorbeeld nog meer mogelijkheden voor energiecoöperaties en/ of verenigingen (bijvoorbeeld VVE's) om het energiebeheer zelf te organiseren, dus bijvoorbeeld door eigen opwek en verbruik te optimaliseren. Ook biedt

het besluit netbeheerders mogelijkheden om met een ontheffing van de codes hun netten en aansluitingen beter te benutten. Hiermee mogen zij tot maximaal 10.000 aansluitingen experimenteren. Dit is altijd op basis van vrijwilligheid.

De verwachting is dat de netbeheerders experimenten vorm weten te geven, die verlichting kunnen bieden en misschien later breed toegepast kunnen worden.

#### ***Actie 4 Wijziging van de codes***

De huidige regels op het gebied van congestiemanagement zijn toe aan een integrale herziening. De gezamenlijke netbeheerders bereiden een wijziging voor van de technische codes toegespitst op de huidige situatie waarin zij het proces vastleggen van de wijze waarop zij congestiemanagement en in voorkomende gevallen transportbeperkingen zullen toepassen. In de huidige codes zijn al afspraken over congestiemanagement opgenomen, maar deze worden tot op heden voornamelijk toegepast door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet en niet of nauwelijks door regionale netbeheerders. Een wijziging van de codes zou daar verandering in moeten brengen, doordat daarmee congestiemanagement door regionale netbeheerders beter kan worden toegepast en meer kan bijdragen aan een verlichting van het capaciteitsprobleem, zolang de benodigde netverzwaren nog niet is gerealiseerd. Ook is het doel om met de wijziging van de codes congestiemanagement beter toepasbaar te maken voor de landelijk netbeheerder. De verwachting is dat deze wijziging van de codes eind dit jaar bij de ACM ingediend kan worden. Hierbij wordt nogmaals aangetekend dat succesvol congestiemanagement in een gebied voldoende vraag en aanbod van elektriciteit nodig heeft.

Daarnaast werken de gezamenlijke netbeheerders nog aan twee voorstellen tot codewijziging. De eerste betreft uitvalsituaties en de vergoeding die voor uitval gegeven kan worden. De andere codewijziging ziet op curtailment waarbij reeds overeengekomen transportcapaciteit door de netbeheerder moet worden beperkt en is een uitwerking van de ruimte die de Europese verordening<sup>3</sup> daarvoor geeft. Momenteel wordt aan een voorstel gewerkt, waarschijnlijk zal dit voorstel eind november door de gezamenlijke netbeheerders worden ingediend bij ACM.

#### ***Actie 5 Werking SDE+ en relatie netcapaciteit***

De verhoging van het openstellingsbudget van de Subsidieregeling Duurzame Energieproductie (SDE+) in de periode 2017-2019 heeft in combinatie met beschikbare gronden, snelle realisatie van Zon-PV projecten en snelle vergunningverlening door decentrale overheden voor zonneparken gezorgd voor een onverwachte groei van duurzame elektriciteitsproductie. Bij

---

<sup>3</sup> Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit



windparken is de netcapaciteit soms ook in het geding, maar door de lange doorlooptijden van ruimtelijke procedures voor deze parken hebben netbeheerders meer tijd gehad om het net te verzwaren. De doorlooptijden van Zon-PV projecten zijn vaak korter (1 tot 2 jaar), zeker als deze op daken gelegen zijn. De druk op de inpassing van hernieuwbare energieprojecten met een SDE+-beschikking op het elektriciteitsnet is daarmee een uitdaging geworden. Van de recente voorjaarsronde SDE+ 2019 is wederom 80% van het aangevraagde vermogen (2921 MW) door Zon-PV geclaimd.

### *Realisatietermijnen Zon-PV*

In de SDE+-regeling is per categorie een termijn opgenomen waarbinnen projecten hun project moeten realiseren. Dit is gedaan om te voorkomen dat beschikbaar budget lang gereserveerd blijft en om ervoor te zorgen dat het toegekende subsidiebedrag passend is.

De realisatietermijn voor Zon-PV projecten varieert van 1,5 tot en met vier jaar.

Voor Zon-PV projecten groter of gelijk aan 1 MWp (Zon-PV groot) met een beschikking uit 2018 geldt een realisatietermijn van drie jaar.

Vanaf 2019 geldt voor de Zon-PV projecten op gebouwen een termijn van drie jaar en wordt voor veld- en watersystemen een termijn van vier jaar gehanteerd, waardoor netbeheerders ook meer tijd hebben om de benodigde netaansluiting te realiseren. Voor zon-PV projecten met een opgesteld vermogen < 1 MWp (Zon-PV klein) geldt sinds najaar 2017 een realisatietermijn van 1,5 jaar. Deze termijn is korter dan bij Zon-PV groot omdat het in de regel dak-opstellingen betreft met minder betrokken partijen, welke vaak sneller gerealiseerd kunnen worden. Op deze manier wordt voorkomen dat er niet onnodig schaars SDE+ budget wordt gereserveerd.

### *Mogelijkheden voor bestaande gevallen met een SDE+ beschikking*

Binnen de SDE+ regelgeving kunnen projectontwikkelaars uitstel van maximaal 1 jaar op de realisatietermijn aanvragen. In het Besluit SDE+ (artikel 62, derde lid) is aangegeven dat schriftelijk ontheffing kan worden aangevraagd op de realisatietermijn in de beschikking. RVO.nl verleent normaliter uitstel, mits de subsidieaanvrager kan aantonen dat gestart is met de bouw en de planning laat zien dat realisatie van het project binnen 1 extra jaar wel financieel en technisch haalbaar is.<sup>4</sup> Het geplande moment van eerste levering aan het net maakt onderdeel van deze toets uit. De looptijd van de beschikking gaat dan wel in op dat moment. Sinds 2017 worden projectontwikkelaars nadrukkelijk gewezen op het belang van het tijdig regelen van de benodigde netcapaciteit voor het project. Bij RVO.nl hebben zich tot op heden enkele tientallen gevallen gemeld met een concreet verzoek om uitstel. Het probleem doet zich voornamelijk voor bij de projecten met een realisatietermijn van 1,5 jaar. Daarvan lopen de projecten uit de najaarsronde van 2017 deze zomer uit de realisatietermijn. Het is geen wenselijke situatie dat projecten uit de termijn lopen vanwege gebrek aan netcapaciteit.

---

<sup>4</sup> Criteria waarop wel of geen uitstel wordt verleend luiden: start van de bouw, financial close, levering van de (hoofd)onderdelen van de duurzame energie-installatie, aansluiten van de installatie en levering aan het net.

In gevallen waar de realisatietermijn is verstreken zal RVO de SDE+-beschikking intrekken. De netaansluiting gaat dan immers langer duren en het project zal dan onnodig SDE+-budget vasthouden zonder dat doelbereik dichterbij komt. Dit is bovendien oneerlijk voor partijen die wel realiseerbare projecten kunnen indienen. RVO heeft de mogelijkheid om in zeer 'bijzondere gevallen' te besluiten dat intrekken van de subsidie na de gestelde termijn plus één extra jaar onevenredig is. Dit is maatwerk en vergt een belangenafweging per individueel project.

Een andere mogelijkheid die ondernemers hebben is om RVO.nl te verzoeken de beschikking in te trekken en een nieuwe subsidieaanvraag te doen tegen marktconforme tarieven voor de investerings- en exploitatiekosten voor de gehele looptijd van 15 jaar.

Tenslotte kunnen ondernemers ook gebruik maken van 1 extra jaar 'banking' wegens misgelopen productie als gevolg van diverse projectrisico's. Voor projecten kan het winstgeverder zijn om de beschikking met de oorspronkelijke basisbedragen te behouden voor een iets kortere looptijd. Deze belangenafweging is aan de ondernemer.

#### *Nieuwe SDE+ projecten: transportindicatie vanaf najaar 2019*

Aangezien het huidige elektriciteitsnet al onder druk staat om alle bestaande projecten de komende jaren te realiseren, zullen nieuwe projecten dit verder problematiseren. Zoals eerder vermeld in deze brief zijn in verschillende delen van Nederland de grenzen bereikt, of in zicht. Het is daarom onwenselijk om subsidiebeschikkingen af te geven aan projecten op locaties waarvan op voorhand duidelijk is dat ze niet binnen de geldende termijnen gerealiseerd kunnen worden.

Ik ben daarom voornemens om de SDE+ regelgeving voor de volgende subsidieronde in het najaar 2019 te wijzigen. Voor het verkrijgen van de SDE+-subsidie zal door de aanvrager van nieuwe elektriciteitsprojecten vanaf de najaarsronde 2019 een document van de netbeheerder moeten worden overgelegd waaruit blijkt dat transportcapaciteit beschikbaar is op de locatie waar de productie-installatie is voorzien.

Deze transportindicatie moet er voor zorgen dat de slagingskans van projecten met afgegeven SDE+-subsidie groter wordt. Het afgeven van een positieve indicatie door de netbeheerder kan echter niet gezien worden als een aanbod op transport conform artikel 24 van de Elektriciteitswet 1998.

Daarvoor moet de aanvrager eerst formeel een aansluit- en transportovereenkomst bij de netbeheerder aanvragen.

Dit is een aanscherping van het huidige beleid waarin projectaanvragers in het aanvraagformulier kunnen aangeven dat ze contact hebben opgenomen met de regionale netbeheerder. Op deze wijze worden toekomstige problemen met transportcapaciteit beter ondervangen. De ondernemer blijft zelf verantwoordelijk voor het afsluiten van het daadwerkelijke contract dat aansluiting en transport op het elektriciteitsnet mogelijk maakt.

Duidelijke proactieve informatieverstrekking door de netbeheerders over de kansen en risico's die de vestiging op een bepaalde locatie met zich meebrengt zoals bijvoorbeeld een actuele kaart waarop de beschikbare transportcapaciteit door middel van een 'stoplichtmodel' inzichtelijk wordt gemaakt, kan daarbij stimuleren dat ontwikkelaars tijdig voor een locatie kiezen waar voldoende capaciteit beschikbaar is voor hun plannen zodat een transportindicatie kan worden afgegeven.

De verwachting is dat hierdoor alleen meer kansrijke projecten een aanvraag zullen indienen en voorkomen wordt dat onnodig subsidiegeld wordt vastgehouden door projecten die uiteindelijk niet gerealiseerd gaan worden. In verhouding tot andere technieken is de drempel voor de SDE+ subsidie voor Zon-PV projecten op daken nu erg laag. Dit leidt tot relatief slecht voorbereide aanvragen. Van alle technieken is de realisatiegraad voor Zon-PV projecten het laagst (gemiddeld 60%) en schommelt de uitval rond de 40%. De uitval kan overigens redenen van uiteenlopende aard hebben. Zo kunnen projecten ook uitvallen doordat blijkt dat het dak niet geschikt is.

#### ***Actie 6 Decentrale overheden en de regionale energiestrategieën***

Decentrale overheden spelen bij dit vraagstuk ook een belangrijke rol. Zij zijn vaak betrokken in een combinatie van aanjager van duurzame elektriciteitsprojecten, partij in de Regionale Energiestrategieën, vergunningverlener en/ of aandeelhouder van een regionale netbeheerder. Dit vraagt een integrale blik ten aanzien van ruimtelijke inpassing van zowel opwek als distributienetten, die juist provincies en gemeenten voor hun gebied hebben.

Decentrale overheden dienen een integrale afweging te maken. De verwachting is dat de regionale energiestrategieën ook gaan helpen om congestie in de toekomst te voorkomen. Provincies kunnen hun rol pakken door bijvoorbeeld bij grote netuitbreidingen te kiezen voor provinciale coördinatie. Hierdoor hebben zij zelf ook meer zicht op de consequenties van het beleid voor het net. Dit doen zij ook al, bijvoorbeeld de windparken in de regio Eemshaven. Een ander voorbeeld hiervan is het windpark aan de A16. De provincie voert hier de coördinatie. Er is geïnvesteerd in het net, zodat de windmolens aangesloten kunnen worden. Alleen is er nog geen aansluiting door de exploitant voor de windmolens aangevraagd in afwachting op procedures bij de Raad van State. Ook kan de provincie in het eigen ruimtelijkeordeningsbeleid invulling geven aan het draagvlak voor de energietransitie. Gezien de ontwikkeling bij zonvermogen in deze omgeving, was er een reële kans dat de extra uitbreiding voor wind opgebruikt zou gaan worden door zonvermogen wat sneller gerealiseerd kan worden. Uiteindelijk heeft de provincie hierin een rol gepakt. Dit voorbeeld geeft aan hoe belangrijk de integrale afweging is in de besluitvorming welke opwek van hernieuwbare elektriciteit waar moet komen, waarbij de netcapaciteit ook in ogenschouw genomen wordt.

De regionale energiestrategieën zijn erop gericht de inpassing van de energietransitie in de leefomgeving op een samenhangende manier vorm te geven, met betrokkenheid van alle belanghebbende partijen en burgers. Provincies en gemeenten hebben het voortouw voor het maken van deze regionale energiestrategieën en zullen er voor zorgen dat de resultaten worden geborgd in hun omgevingsvisies en omgevingsplannen. Een Nationaal Programma RES ondersteunt de regio's bij het opstellen van de regionale energiestrategieën. Gebrek aan netcapaciteit kan een beperking zijn voor het potentieel aan opwekmogelijkheden in sommige RES-regio's.

De netbeheerders spelen een actieve rol bij het opstellen van de regionale energiestrategieën. Ze zijn in alle 30 RES-regio's intensief bij dit proces betrokken en adviseren ook op nationaal niveau. De netbeheerders zullen onder meer voorlopige plannen, die tijdens het RES-proces zullen ontstaan, voor zover mogelijk analyseren met het oog op het inzichtelijk maken van de consequenties voor de infrastructuur. Voorwaarde is dan wel dat die plannen concreet genoeg zijn. De netbeheerders zullen daartoe aan het begin van het RES-proces een standaard datasheet opstellen, zodat duidelijk is voor betrokken partijen welke informatie nodig is om de analyses te kunnen verrichten. Met deze standaardisatie wordt ook beoogd om de doorlooptijd van die analyses te beperken en de bovenregionale samenhangen te kunnen betrekken. Door middel van locatiechecks wordt ingezet op het zo slim mogelijk koppelen van decentrale productie en beschikbaarheid op het net. Daarnaast geeft het RES-proces de netbeheerder inzicht in welke investeringen in het net noodzakelijk zijn, zodat hij voldoende kan anticiperen op nieuwe ontwikkelingen. Ook hebben Netbeheer Nederland en PBL een model ontwikkeld waarin zowel de netimpact als de nationale optelling van opwek van hernieuwbare elektriciteit op land gemonitord kan worden. PBL zal daarvan gebruik maken voor de doorrekening van de regionale energiestrategieën.