

Advies

van 25/06/2026

met betrekking tot incompressibiliteit en de noodzaak van een noodknop op decentrale elektriciteitsproductie

Inhoud

1. Inleiding	3
2. Bespreking	4
2.1. Situering problematiek	4
2.2. Wettelijk kader	6
2.3. Marktgebaseerde oplossingen moeten prioritair blijven	7
2.4. Eventuele noodknop moet proportioneel en kostenefficiënt zijn	9
2.5. Actieve betrokkenheid van distributienetbeheerders is vereist	10
3. Conclusie	11
Bijlage	12

1. Inleiding

De Vlaamse Nutsregulator (VNR) ontving op 30 april 2026 een adviesaanvraag van de Viceminister-president van de Vlaamse Regering en Vlaams minister van Wonen, Energie en Klimaat, Toerisme en Jeugd, Hans Bonte, met betrekking tot incompressibiliteit en de noodzaak van een noodknop op decentrale elektriciteitsproductie.

De context van de adviesaanvraag wordt als volgt geschetst:

“Een publicatie van CREG van 14 april 2026 stelt vast dat de toename van decentrale hernieuwbare productie, in het bijzonder fotovoltaische installaties, nieuwe uitdagingen creëert voor de veilige werking van het elektriciteitssysteem. Er doen zich steeds vaker situaties van zogenaamde incompressibiliteit voor, waarbij een aanbodoverschot – voornamelijk door zonneproductie – niet meer kan worden weggewerkt door bestaande systeemmiddelen, ondanks duidelijke prijssignalen.

Deze situaties treden met name op tijdens periodes van hoge zonneproductie en lage vraag, en vormen volgens de transmissienetbeheerder een risico voor het evenwicht en de operationele veiligheid van het elektriciteitssysteem.

In de afgelopen maanden heeft Elia Transmission Belgium op verschillende momenten gewezen op het toenemend belang van systeemstabiliteit in een elektriciteitssysteem met sterk groeiende decentrale en vaak niet stuurbare productie. Hierbij heeft Elia meermaals gerefereerd aan de noodzaak van een centraal of gecoördineerd afschakelmechanisme voor decentrale productie in uitzonderlijke systeemomstandigheden (“noodstop” op decentrale productie).

Het moet daarbij worden benadrukt dat, luidens Elia, zo een noodstop uitsluitend bedoeld is als ultiem veiligheidsinstrument om de operationele veiligheid en stabiliteit van het net te waarborgen en enkel kan worden ingezet in uitzonderlijke, acute en duidelijk omschreven noodsituaties. Vooraleer tot zo’n technisch ingrijpen kan worden overgegaan, moeten eerst alle marktmechanismen die evenwicht kunnen brengen tussen elektriciteitsvraag en -aanbod uitgeput zijn.”

In dat kader vraagt de minister aan de VNR om de wenselijkheid van de invoering van een tijdelijke en gecontroleerde noodstop (*curtailment*) voor decentrale productie-installaties, in het bijzonder PV-installaties, te analyseren en de aangewezen randvoorwaarden van een dergelijke maatregel toe te lichten.

Ter voorbereiding van zijn advies stelde de VNR in de loop van mei een aantal schriftelijke vragen aan Elia en Fluvius, over het beoogde toepassingsgebied van de maatregel, de technologische invulling ervan en de verdeling van rollen en verantwoordelijkheden tussen netbeheerders.

Op 3 juni 2026 ontving de VNR van het kabinet van minister Bonte een brief van Elia, gericht aan de verschillende energieministers, met als onderwerp ‘incompressibiliteit en technische maatregelen’, met de vraag de inhoud ervan mee in overweging te nemen in het advies.

Op 17 juni 2026 gaf Elia, op vraag van de VNR, bijkomende toelichting.

Uit de verzamelde informatie concludeert de VNR dat het voorgestelde noodstopmechanisme zich nog in een ontwikkelingsfase bevindt. Gelet op de nog onvolledige en evoluerende uitwerking van

de maatregel moet het voorliggende advies worden gelezen onder voorbehoud van verdere ontwikkelingen en bijkomende inzichten.

2. Bespreking

2.1. Situering problematiek

De vermelde situaties van incompressibiliteit zouden zich vandaag kunnen voordoen op dagen met mooi weer en een hoge zonne- en/of windproductie, een lagere vraag naar elektriciteit en wanneer de productie en/of de vraag¹ vooraf niet juist werd voorspeld.

Elia vermeldt in zijn schrijven van 3 juni: “[...] *Deze momenten van incompressibiliteit hebben reeds meerdere uitzonderlijke marktsituaties gecreëerd, waar elektriciteitsprijzen negatief worden. Dit weerspiegelt een situatie van sterke overproductie waarbij het aanbod de vraag zodanig overtreft dat producenten moeten betalen om hun elektriciteit te verkopen, wat wijst op een bijzonder gespannen toestand van het systeem. Recentelijk werden zeer lage en zelfs negatieve elektriciteitsprijzen waargenomen, zowel op de dag-vooruitmarkt als in het balanceringsmechanisme (bijvoorbeeld tot -15.000 €/MWh op **6 april** en ongeveer -500 €/MWh op **26 april** en **1 mei 2026**). Deze extreme prijsniveaus zijn een duidelijke indicatie dat het systeem het moeilijk heeft om het overschot aan elektriciteit op te vangen. [...]*”

In een studie van najaar 2024² onderzocht de CREG het fenomeen van incompressibiliteit tijdens de zomer van 2024. Ter illustratie werd onder meer de situatie op **9 juni 2024** geanalyseerd. Op die dag werd incompressibiliteit vastgesteld in de periode van 12:00 tot 13:59, zonder dat er problemen met de operationele veiligheid optraden. Daarbij kan worden opgemerkt dat de Belgische nucleaire centrales die dag injecteerden aan een vermogen van ongeveer 3,5 GW.

De VNR volgt maandelijks, op kwartierbasis, de afname en injectie tussen het Elia-net en het Vlaamse distributienet op voor ongeveer 250 koppelpunten. De maximale afnamebelasting op die koppelpunten vertoont doorheen de jaren een dalende trend. Voor de injectiepiek was er een stijgende trend tot 2024, gevolgd door een lichte daling in 2025, zoals weergegeven in figuren 1 en 2 in bijlage.

Figuur 3 in bijlage toont per dag en per kwartier de injectie vanuit het Vlaamse distributienet naar het Elia-net voor 2024, 2025 en de eerste vijf maanden van 2026. De injectiepieken op **6 april**, **26 april** en **1 mei 2026** liggen merkbaar lager dan de maximale injectiepiek van ongeveer 2,6 GW die werd waargenomen op **9 juni 2024**, de dag die door de CREG in detail werd bestudeerd. Dat is opvallend aangezien er sindsdien ongeveer 1 GW bijkomende PV-capaciteit in Vlaanderen werd geïnstalleerd. Tot op heden heeft dat zich echter niet vertaald in een hogere injectiepiek vanuit het Vlaamse distributienet naar het Elia-net.

¹ FEBEG nieuwsbrief van mei 2026 m.b.t. de situatie van incompressibiliteit op 6 april 2026: “Enkele dagen eerder, op paasmaandag, overschreed de onbalansmarkt een ongezien lage drempel: de prijs bereikte gedurende vijf opeenvolgende kwartieren het maximale Europese bodemniveau van -15.000 €/MWh. Deze extreme situatie was het resultaat van een uitzonderlijke combinatie van factoren. Een overschatte vraagprognose - waarschijnlijk gebaseerd op een gewone werkdag in plaats van een feestdag - leidde tot een te hoge inschatting van de vraag. Tegelijk lag de zonneproductie aanzienlijk hoger dan verwacht, met een verschil van ongeveer +1.300 MW op het piekmoment.”

² CREG, Studie (F)2866 over de impact van de integratie van hernieuwbare energiebronnen op de werking van de korte termijnmarkten voor elektriciteit, 10 oktober 2024

Enkele recente maatregelen en dynamieken in Vlaanderen hebben mogelijk bijgedragen aan deze evolutie (cf. sectie 2.3 infra). Het lijkt de VNR in elk geval aangewezen om de verdere ontwikkeling van die trend, en de effectieve bijdrage van zonneproductie op het Vlaamse distributienet aan situaties van incompressibiliteit, in de komende jaren nauwgezet op te volgen en bijkomend te analyseren.

Een tijdelijk gunstig effect op dit moment is de afwezigheid van ongeveer 2 GW aan nucleaire productie. De kerncentrales Tihange 3 en Doel 4 zijn in de lente- en zomerperiodes van 2026 t.e.m. 2028 immers buiten gebruik in het kader van de werkzaamheden die nodig zijn voor hun levensduurverlenging.

In haar publicatie van voorjaar 2026³ merkte de CREG op dat voorspellingsfouten in de PV-productie in bepaalde omstandigheden de operationele veiligheid van het elektriciteitssysteem in het gedrang kunnen brengen. Ze concludeert dat, op basis van de maximale voorspellingsfout die in 2025 werd waargenomen, er een behoefte zou zijn aan het vinden van flexibiliteitsoplossingen om 1,85 GW aan zonneproductie te kunnen opvangen.

Elia publiceerde recent een studie waarin het risico op incompressibiliteit in 2026 wordt onderzocht.⁴ Daarin is o.a. sprake van een nood aan flexibiliteit van 1,3 GW bij decentrale PV-installaties. Elia gaat ervan uit dat de noodzakelijke flexibiliteit niet volledig door marktpartijen zal worden aangeboden en dat ze finaal⁵ mogelijk genoodzaakt kan zijn om over te gaan tot de activatie van technische maatregelen. De door Elia vernoemde, centraal aangestuurde, noodstop op decentrale productie, waaronder PV-installaties, moet in dat kader worden gezien.

In Vlaanderen is momenteel ongeveer 7,4 GW aan PV-productie aangesloten op het distributienet, waarvan sinds 2025 0,7 GW in dienst werd genomen⁶. Ongeveer 2/3^{de} is aangesloten op laagspanning, met een gemiddelde grootte van ongeveer 5 kVA per installatie, een residentiële grootte. Op het middenspanningsnet varieert de grootte van de installaties. Er bevinden zich ongeveer 2300 installaties van meer dan 250 kVA geïnstalleerd productievermogen die samen 1,4 GW productievermogen omvatten. De distributienetbeheerder plaatst daar vandaag een telecontrole⁷ als de installatie(s) onderdeel uitmaken van een geheel van productie-eenheden en opslaginstallaties van 1000 kVA of meer op één aansluiting, overeenkomstig het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest ('TRDE') dat in zo'n geval een telecontrole verplicht⁸. Het TRDE stelt ook dat bij projecten met een gezamenlijk ontwikkelbaar vermogen van 400 kW of meer, waarvan uit de detailstudie blijkt dat tijdelijke productiebeperkingen tegen netcongestie noodzakelijk zijn, een telecontrole noodzakelijk is⁹. In 2025 waren er 989 PV-installaties op middenspanning die waren uitgerust met telecontrole, goed voor een vermogen van 760 MW.

³ CREG, Nota over de impact van lokale productie van zonne-energie op het veilig beheer van het Belgische elektriciteitssysteem, 14 april 2026

⁴ [Elia summer outlook 2026](#)

⁵ Na hulp van naburige transmissienetbeheerders én de inzet van de beschikbare flexibiliteit van grote eenheden (> 25 MW) onder de vorm van redispatching biedingen voor congestiebeheer

⁶ Fluvius Open Data – Lijst van decentrale productie-installaties gekoppeld aan het distributienet

⁷ Een dergelijk centraal besturingssysteem geeft de netbeheerder de mogelijkheid om beperkingen op te leggen vanop afstand, en zou aangewend kunnen worden in het kader van een noodstopmechanisme.

⁸ TRDE art. 2.2.54

⁹ Ibidem

Daarnaast blijkt uit de bijkomende toelichting van Elia dat ongeveer 400 MW aan PV-installaties met een productievermogen kleiner dan 25 MVA rechtstreeks aangesloten zijn op het Elia-net. Elia levert inspanningen om al deze installaties uit te rusten met telecontrole, zodat ze in de toekomst ook gemoduleerd kunnen worden.¹⁰

2.2. Wettelijk kader

Sinds 2024 maken Elia en de distributienetbeheerders via bilaterale overeenkomsten onderlinge operationele afspraken over incompressibiliteit en technische maatregelen. Met die afspraken wordt de technische mogelijkheid voorzien voor de netbeheerders om grote productie-installaties (PV, onshore wind) op het distributienet, uitgerust met telecontrole (cf. supra: 250 kVA - 25 MVA), tijdens de lente en zomer tijdelijk rechtstreeks aan te sturen.

Elia verwijst voor de juridische basis van die afspraken enerzijds naar de door de CREG goedgekeurde *Operationele overeenkomst voor het LFC-blok van ELIA* ("LFCBOA") en anderzijds naar het TRDE:

- De LFCBOA legt onder meer de methoden vast om te voldoen aan de Europese verplichtingen voor frequentieregeling en de dimensioneringsregels voor de frequentieherstelreserve (aFRR en mFRR). Overeenkomstig de relevante Europese netcode¹¹, bepaalt de LFCBOA¹² dat Elia als uitzonderlijke "last resort" maatregel¹³ "kan vragen om veranderingen in de productie van werkzaam vermogen of in het verbruik van elektriciteitsproductie-eenheden en verbruikseenheden" binnen de Belgische regelzone.
- Het TRDE¹⁴ bepaalt dat de distributienetbeheerder bevoegd is om, in geval van een noodsituatie, alle uitzonderlijke en tijdelijke maatregelen te nemen die hij nodig acht met het oog op het waarborgen van de operationele veiligheid en de betrouwbaarheid van het distributienet. Er is sprake van een noodsituatie wanneer de operationele veiligheid of de betrouwbaarheid van het distributienet in acuut gevaar is of dreigt te komen.

Uit het schrijven van Elia van 3 juni en de bijkomende toelichting blijkt dat Elia op federaal niveau een traject wenst op te starten om de huidige technische maatregelen/noodstop formeel te verankeren in het, door de Minister van Energie goed te keuren, *systeembeschermingsplan* en daarbij ook uit te breiden naar kleinere, gedecentraliseerde productie-installaties op het midden- en laagspanningsnet. Het systeembeschermingsplan beschrijft de automatische en manuele acties die moeten worden uitgevoerd in geval van een noodtoestand. Het plan is momenteel ontwikkeld, overeenkomstig de relevante Europese netcode¹⁵, om in geval van overfrequentie in werking te treden vanaf 50,2 Hz.

De voorgestelde noodstop is in eerste instantie federale materie en kadert binnen de verantwoordelijkheden van Elia als transmissienetbeheerder om de netfrequentie en het evenwicht

¹⁰ Grotere productie-installaties op het Elia-net zijn al (verplicht) aanstuurbaar.

¹¹ Verordening (EU) 2017/1485 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (SOGL)

¹² [Operationele overeenkomst voor het LFC-blok van ELIA](#), art. 7

¹³ Na inzet van de via de balanceringsmarkt beschikbare middelen, hulp van naburige transmissienetbeheerders én de inzet van de beschikbare flexibiliteit van grote eenheden (> 25 MW) onder de vorm van redispatching biedingen voor congestiebeheer.

¹⁴ TRDE, art. 1.5.1 en 1.5.3

¹⁵ Verordening (EU) 2017/2196 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet (NC ER)

van de Belgische regelzone te bewaken en herstellen. De triggers voor activatie van de noodstop worden vandaag concreet ingevuld in de bilaterale overeenkomsten.¹⁶ Het lijkt de VNR een goede zaak om het toepassingsgebied en de specifieke activatietriggers van de noodstop eenduidig te verankeren in de gepaste federale instrumenten en de maatregel daarin ook expliciet af te bakenen tegenover andere frequentieherstelmaatregelen. Dat zou de transparantie moeten bevorderen en de nodige garanties moeten bieden dat de noodstop effectief, zoals Elia ernaar refereert, een “ultiem veiligheidsinstrument” blijft, “enkel [...] ingezet in uitzonderlijke, acute en duidelijk omschreven noodsituaties”, en dus bij voorkeur niet wordt gebruikt.

Daarnaast wijst Elia in zijn schrijven op de noodzaak aan een regionaal kader om de noodstop praktisch mogelijk te maken. In de bijkomende toelichting suggereerde Elia om op korte termijn, via een nieuwe bepaling in het Energiedecreet, het recht voor de netbeheerders om als laatste redmiddel tijdelijk in te grijpen op (ook kleinere) productie-installaties, te bevestigen. Verder zullen voor de uitbreiding van de noodstop naar kleinere installaties volgens Elia ook aanpassingen aan het TRDE en bepaalde Synergrid voorschriften moeten gebeuren.

De opname van een bepaling in het Energiedecreet lijkt de VNR op dit moment niet nodig of wenselijk. Er zijn nog (te) veel onduidelijkheden. Hoe zal de noodstop federaal worden verankerd? Wat zullen de precieze activatietriggers zijn? Hoe zal de noodstop worden gedimensioneerd en welke installaties zullen onder het toepassingsgebied vallen? Hoe zullen die installaties technisch worden aangestuurd? ... (cf. sectie 2.4 infra). Die zaken moeten eerst verder geconcretiseerd worden. Bovendien maken de netbeheerders vandaag al, zonder decretale bevestiging, onderlinge afspraken over technische maatregelen bij (grote) productie-installaties.

Naast wijzigingen aan het TRDE en de Synergrid voorschriften acht de VNR ook een verdere uitwerking van de bilaterale overeenkomsten van belang, evenals hun integratie – na publieke consultatie – in de samenwerkingsovereenkomst tussen netbeheerders.

2.3. Marktgebaseerde oplossingen moeten prioritair blijven

Overeenkomstig het EU-recht, dat als basisbeginsel de marktwerking voorop stelt, moeten in eerste instantie marktpartijen een voldoende sterke stimulans voelen om bij te dragen aan het systeemevenwicht.

Onder meer de evenwichtsverantwoordelijken (BRP's) spelen een sleutelrol in het bewerkstelligen van de balans tussen vraag en aanbod in het elektriciteitssysteem. Er zijn in Vlaanderen al enkele positieve evoluties merkbaar over hoe marktpartijen beginnen omgaan met momenten van overaanbod van stroom in het net. Leveranciers stimuleren hun klanten op verschillende manieren om extra te verbruiken of hun wagen op te laden op bepaalde momenten van lage of negatieve day-ahead prijzen met veel productie door zonnepanelen (bv. gratis stroom tijdens bepaalde uren, dynamische en tijdsgebaseerde contracten, slim laden aangestuurd via apps). Tegelijk ervaren prosumenten ook meer de problematiek van het overaanbod in hun energiefactuur. Negatieve terugleververgoedingen kwamen in 2025 vaker voor dan in 2024. Bijna 29.000 prosumenten moesten hun leverancier betalen voor hun injectie in minstens één lente- of zomermaand. Voor

¹⁶ Momenteel gaat het om de overschrijding van een bepaald frequentieniveau in combinatie met een bepaald onevenwicht in de Belgische regelzone (uitgedrukt via de FRCE of frequency control error).

enkele teruglevercontracten was de prijsformule zelfs dermate ongunstig dat de globale terugleververgoeding over 2025 negatief was.¹⁷

De transmissienetbeheerder staat in om de onbalans in reële tijd in het systeem op te lossen via de aankoop en activatie van vooraf gecontracteerde reserves en vrije biedingen in de balanceringsmarkten. In essentie betreft incompressibiliteit een probleem waarbij onvoldoende (neerwaartse) balanceringsvolumes aangeboden worden door marktdeelnemers – rechtstreeks dan wel via een aggregator die optreedt als aanbieder van balanceringsdiensten (BSP) – om een overaanbod van geproduceerde stroom weg te kunnen regelen. Er is in die markt m.a.w. een gebrek aan productie die kan verlaagd worden of van verbruik (of opslag) dat kan verhoogd worden.

Het is essentieel om in eerste instantie te onderzoeken op welke manier meer van dergelijke flexibiliteit kan aangetrokken worden. Waarom zorgen lage en negatieve prijzen in de day ahead- en intraday-markt en sterk negatieve onbalansprijzen er niet voor dat extra neerwaarts aanbod – via een verlaging van injectie of een verhoging van afname – wordt aangetrokken? Welke maatregelen zijn nodig om op grote schaal distributiegekoppelde eenheden – via BRP's dan wel BSP's – te laten deelnemen aan de day-ahead, intraday- en balanceringsmarkten, in ruil voor een vergoeding voor hun neerwaartse flexibiliteit?

Een ultieme technische maatregel gericht op decentrale PV-installaties houdt het risico in dat de verantwoordelijkheid wordt weggenomen bij de partijen die het best geplaatst zijn om het probleem op te lossen. Een rechtstreeks door de netbeheerder bediende noodstop dreigt de aandacht voor deze marktwerking te ondergraven. Als dergelijke maatregel makkelijk en mogelijk met weinig kostenrisico's zou ingezet kunnen worden, bestaat het risico dat netbeheerders hier te snel gebruik van willen maken, in plaats van de ontwikkeling van marktgebaseerde flexibiliteit verder te stimuleren en in te zetten op goed functionerende elektriciteitsmarkten. Volgens de VNR blijft net die ontwikkeling nochtans een cruciaal werkdomein dat bijkomende inspanningen vereist, zowel van de transmissienetbeheerder als van de distributienetbeheerders.

In Vlaanderen werden al belangrijke stappen gezet die positief bijdragen aan een goede marktwerking. Er is een verre gaande uitrol van digitale meters, waarbij klanten hun kwartierwaarden kunnen raadplegen en met een partij van hun keuze kunnen delen. Zo maakte de VNR het bv. mogelijk om die data te koppelen aan de V-test[®] om het best mogelijke energiecontract te kunnen kiezen. Meer dan 220.000 gezinnen en bedrijven (7,4 % van de digitale meterklanten) laten ondertussen hun kwartierwaarden via meetregime 3 doorsturen naar hun leverancier.¹⁸ Via een dongle in de P1-poort van de digitale meter kan ook een real-time uitlezing plaatsvinden, wat het mogelijk maakt voor dienstverleners om nieuwe diensten aan te bieden¹⁹. Met de digitale meter kwamen ook de eerste dynamische contracten, voor actieve klanten die hun gedrag vrijwillig wensen te sturen volgens de kwartierprijzen voor elektriciteit. Ondertussen is het aanbod aan die contracten sterk uitgebreid²⁰ en kwamen er andere types tijdsgebaseerde contracten bij. Bovendien verplicht het TRDE sinds 2026 het gebruik van de in de meter geregistreerde kwartierwaarden in de allocatie, voor de toewijzing van de energievolumes aan de marktpartijen. Die nauwkeurigere toewijzing kan leveranciers aanzetten om prijssignalen nog beter door te geven aan hun klanten.

¹⁷ Vlaamse Nutsregulator, Prijzenrapport 2025 ([RAPP-2026-07](#))

¹⁸ Vlaamse Nutsregulator, [Dashboard digitale meters met geactiveerde kwartierwaarden](#) (cijfers mei '26)

¹⁹ [Slimme meter & EMS – Bespaar energie met inzicht en sturing](#) (maakjemeterslim.be)

²⁰ In mei '26 hadden ruim 37.500 gezinnen en bedrijven een dynamisch contract; bijna 9 op 10 van hen zijn zonnepaneeleigenaars.

Eind 2025 had 92% van de Vlaamse prosumënten een digitale meter. Zij worden voor alle onderdelen van hun energiefactuur afgerekend op basis van hun werkelijke afname en injectie van het net. Een deel van de prosumënten investeerde ondertussen in een batterij om hun zelfverbruik te verhogen en/of mogelijk in te spelen op marktprijzen. Op dit moment zijn er op het distributienet ruim 180.000 thuisbatterijen (< 25 kVA) aangesloten.²¹ Ten slotte zette Fluvius namens de distributienetbeheerders en met de hulp van dienstverleners van flexibiliteit ook een eerste marktsysteem op voor het benutten van flexibiliteit bij klanten op het distributienet (weliswaar in de context van congestiebeheer).

Andere stappen worden momenteel bekeken. Zo werkt Synergrid, als vertegenwoordiger van de Belgische elektriciteitsnetbeheerders, aan de verdere uitrol van energieoverdracht voor alle expliciete balanceringsproducten en voor alle spanningsniveaus.²² Deze uitrol is een noodzakelijke stap om ervoor te zorgen dat netgebruikers hun flexibiliteit kunnen aanbieden aan onafhankelijke dienstverleners van flexibiliteit en aggregatoren, ongeacht hun keuze van leverancier. Energieoverdracht zorgt er namelijk voor dat een flexibiliteitsactivatie in dat geval geen negatieve impact heeft op de leverancier en zijn evenwichtsverantwoordelijke.

Ook beleidsmaatregelen kunnen significant bijdragen aan een verbeterde marktwerking. Mogelijkheden zijn het beperken van steun aan productie bij negatieve energieprijzen en de ontwikkeling van een marktmodel waarbij een klant een afzonderlijk contract voor zijn regelbare toepassingen kan afsluiten (*supply split*). Verder zou het beleid kunnen overwegen om BRP's toegang te verlenen tot de individuele data uit digitale meters bij de toegangshouders die een beroep doen op de BRP. Momenteel hebben BRP's hiervoor een mandaat van de klant nodig; zonder dat mandaat ontvangen ze enkel geaggregeerde meterdata. Een dergelijke maatregel zou BRP's beter in staat kunnen stellen om nauwkeurigere voorspellingen te maken.

2.4. Eventuele noodknop moet proportioneel en kostenefficiënt zijn

De dimensionering en technologiekeuze van een eventuele (uitbreiding van de) noodstop moet weloverwogen gebeuren, met aandacht voor proportionaliteit en kostenefficiëntie.

Voor de VNR is het momenteel onduidelijk hoeveel flexibiliteit Elia de komende jaren via een noodstop wil aansturen, welke PV-installaties precies onder het toepassingsgebied zullen vallen en hoe tijdelijk de maatregel bedoeld is. Op basis van de toelichting van Elia verwacht de VNR dat binnenkort meer duidelijkheid zal volgen via de *Flexibility Needs Assessment*. Bij de dimensionering van de noodstop acht de VNR het in elk geval belangrijk dat de impact van lopende en toekomstige maatregelen en (markt)ontwikkelingen voldoende in rekening wordt gebracht (cf. supra).

Gezien hun groot aandeel in het totale geïnstalleerde PV-vermogen lijkt de maatregel mogelijk ook gericht op kleinere installaties met een digitale meter. Echter, zoals hoger vermeld, vormen de installaties op middenspanning al een substantieel aandeel van het totaalvermogen. Een nauwe focus op residentiële installaties kan leiden tot inefficiënties en roept vragen op rond noodzaak en proportionaliteit.

²¹ Fluvius Open Data – Energieopslagsystemen die gekoppeld zijn aan het distributienet

²² Synergrid, [Design note Transfer of Energy, The Transfer of Energy Game Plan](#) (p. 24 e.v.).

Daarnaast wijst de VNR erop dat de impact van de noodstop voor netgebruikers kan verschillen naargelang het gewest. In Vlaanderen worden netgebruikers al sterk aangemoedigd tot rationeel netgebruik en zelfverbruik, met een positieve impact op de incompressibiliteitsproblematiek. Belangrijke stimulansen daarvoor zijn onder meer de vergevorderde uitrol van de digitale meter, het schrappen van de terugdraaiende teller en de invoering van het capaciteitstarief. Het gebruik van een noodstop kan Vlaamse prosumënten daardoor echter ook relatief zwaarder treffen. Er moet over gewaakt worden dat de introductie van een dergelijke maatregel het draagvlak voor verdere investeringen in de energietransitie niet ondermijnt.

De VNR leidt af dat de noodstop erop gericht is injectie in het net te reduceren tijdens momenten van incompressibiliteit. De concrete technische invulling daarvan is echter nog onduidelijk. Uit de bijkomende toelichting van Elia begrijpt de VNR dat Elia verschillende pistes onderzoekt, waaronder nieuwe vormen van aansturing voor een grotere groep van kleinere PV-installaties.

De opties lijken zich te situeren op twee niveaus: ofwel een ingreep aan de bron via de omvormer (bijvoorbeeld via een lokale gateway of cloudplatform van de fabrikant), ofwel een ingreep op het injectiepunt, dus via de digitale meter (via de hoofdmeter of een dongle in de P1-poort). De verschillende mogelijke oplossingen brengen aandachtspunten met zich mee, onder meer op het vlak van cyberveiligheid, impact op de netgebruiker en kosten.

Zo roept een eventuele aansturing vanop afstand van omvormers van PV-installaties vragen op over cyberveiligheid en de rol van niet-Europese technologieën.²³ Ook is niet duidelijk in welke mate (minstens) lokaal zelfverbruik dan nog mogelijk zou zijn. Een ingreep op het niveau van de digitale meter zou dan weer kunnen impliceren dat niet alleen de injectie, maar ook de afname wordt verhinderd. Verder merkt de VNR op dat het bestaande park aan omvormers heterogeen is: oudere omvormers beschikken vaak niet over communicatiemogelijkheden, waardoor een rechtstreekse aansturing niet haalbaar lijkt. Ook dat kan het draagvlak voor een “solidaire” noodstop onder druk zetten.

Gezien de onzekerheid over de technologiekeuze, is het op dit moment nog niet duidelijk hoeveel de investerings- en operationele kosten van de (uitbreiding van de) noodstop zouden bedragen en wie deze kosten zal dragen. Onafhankelijk welke rol de distributienetbeheerder in de activatie van de noodstop heeft (cf. sectie 2.5 infra), lijkt het de VNR logisch dat de kosten gedragen worden door Elia, en via de transmissienettarieven onder alle netgebruikers verdeeld worden. De noodstop is immers een maatregel binnen het takenpakket van Elia. De VNR merkt op dat de distributienetbeheerders vandaag al hun infrastructuur inschakelen voor Elia in situaties waarin een technische maatregel bij grotere productie-installaties op het distributienet nodig zou zijn. Eventuele afspraken over kosten moeten gemaakt worden in de samenwerkingsovereenkomst tussen netbeheerders.

2.5. Actieve betrokkenheid van distributienetbeheerders is vereist

De VNR benadrukt het belang van een sterke actieve betrokkenheid van de distributienetbeheerders bij de aansturing van de voorgestelde noodstop. De aansturing van

²³ Zie bv. het eerdere [debat over 'kill switches' in omvormers van zonnepanelen](#) in de Commissie voor Wonen, Toerisme, Energie en Klimaat van woensdag 4 juni '25.

distributiegekoppelde PV-installaties heeft immers niet enkel een effect op de balans tussen vraag en aanbod, maar ook op de fysieke belasting van het distributienet.

Ook als de noodstop zou uitgebreid worden naar andere installaties dan diegene uitgerust met telecontrole, blijft een centrale rol voor Fluvius noodzakelijk, onafhankelijk van de gekozen technologie. Een rechtstreeks ingrijpen van de transmissienetbeheerder bij distributiegekoppelde eenheden, zonder tussenkomst van de distributienetbeheerder, acht de VNR niet opportuun. Immers, een ondoordachte aansturing zou kunnen leiden tot congestieproblemen en bijkomend noodzakelijke modulaties, wat kan resulteren in een ongewenste – en onnodige – verhoging van de maatschappelijke kost.

3. Conclusie

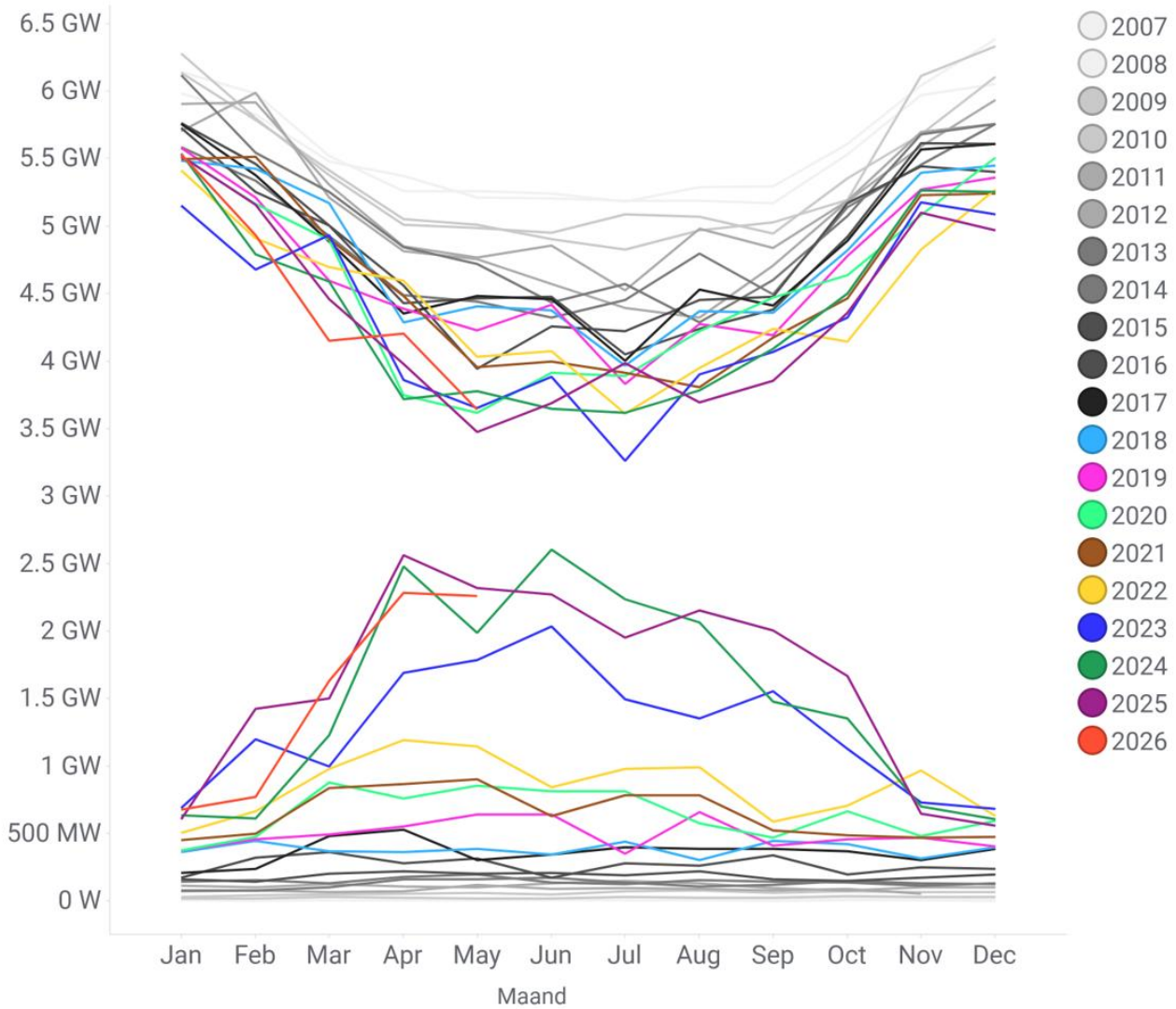
De problematiek van incompressibiliteit is reëel maar in essentie een markt vraagstuk. Het vereist in de eerste plaats het dringend verder faciliteren van marktgebaseerde oplossingen. Met het idee van een rechtstreekse technische noodstop op het distributienet moet omzichtig omgesprongen worden.

De voorgestelde noodstop is in eerste instantie federale materie en kadert binnen de verantwoordelijkheden van Elia als transmissienetbeheerder. Er zijn op dit moment nog veel onduidelijkheden. *Hoe zal de noodstop federaal worden verankerd? Wat zullen de precieze activatietriggers zijn? Hoe zal de noodstop worden gedimensioneerd en welke installaties zullen onder het toepassingsgebied vallen? Hoe zullen die installaties technisch worden aangestuurd? Hoeveel zal de noodstop kosten en wie zal dat (uiteindelijk) betalen?* De opname van een bepaling in de regionale regelgeving lijkt de VNR daarom op dit moment niet nodig of wenselijk. Bovendien maken de netbeheerders vandaag al onderlinge afspraken over technische maatregelen bij grote productie-installaties met telecontrole op het distributienet.

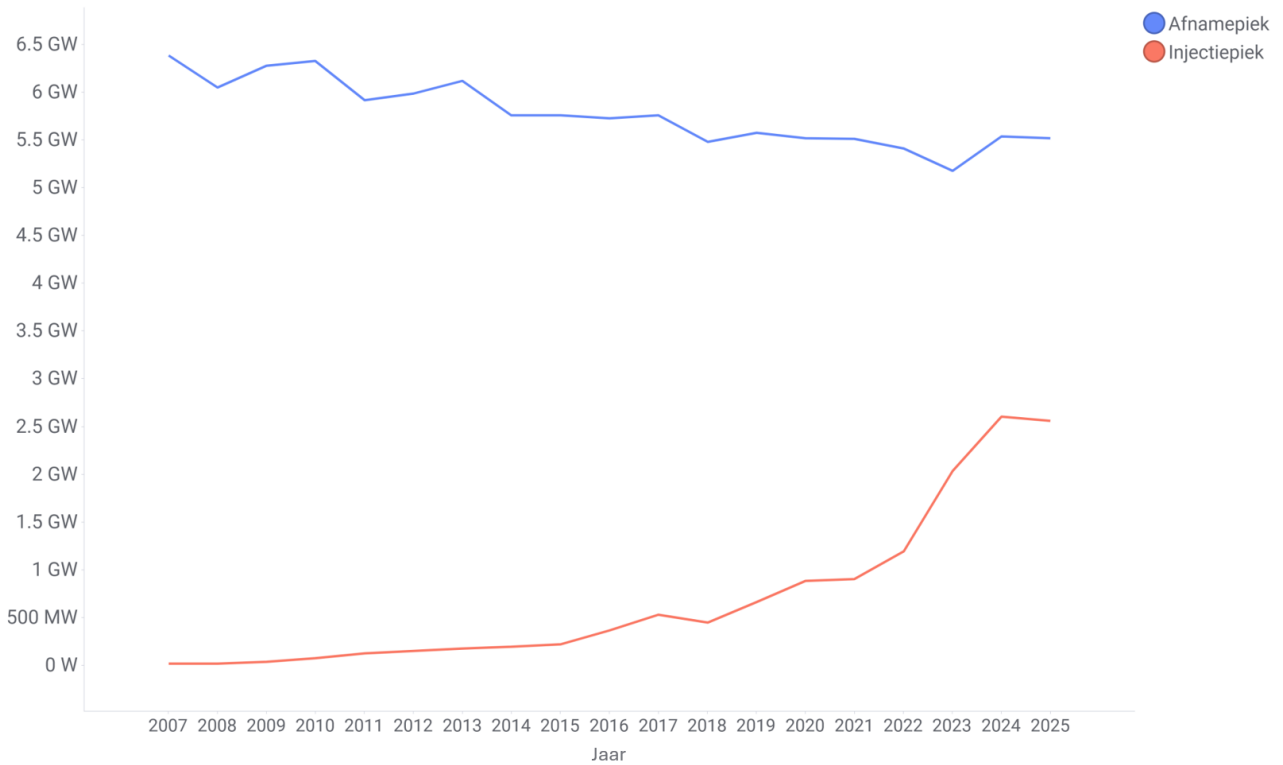
Enkele recente maatregelen en evoluties in Vlaanderen lijken al een invloed te hebben op het injectiegedrag van PV-installaties in Vlaanderen. Die effecten moeten verder opgevolgd worden en bij de dimensionering van de eventuele noodstop in rekening worden gebracht. Het flexibiliteitspotentieel van grote PV-installaties op het Vlaamse distributienet is al aanzienlijk. Een verdere uitbreiding naar kleinere, mogelijk residentiële installaties roept vragen op rond noodzaak, proportionaliteit en kostenefficiëntie. In elk geval verwacht de VNR bij ingrepen door Elia op het distributienet een sterke actieve betrokkenheid van de distributienetbeheerders.

Bijlage

Figuur 1. Maximaal vermogen (per maand) van de koppelpunten met het distributienet



Figuur 2. Maximaal vermogen (per jaar) van de koppelpunten met het distributienet



Figuur 3. Synchrone injectie (per kwartier) van de koppelpunten met het distributienet

