

# Advies

## **van de VREG van 9/03/2022**

met betrekking tot het ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft flexibiliteit en samenwerking tussen de distributienetbeheerders en het extern verzelfstandigd agentschap NV Vlaams Energiebedrijf, zoals principieel goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 18 februari 2022

# Inhoud

Inleiding .....	3
Bespreking .....	4
<b>1 Flexibiliteit .....</b>	<b>4</b>
1.1 Juridisch kader .....	4
1.1.1 De Elektriciteitsverordening 2019/943.....	4
1.1.2 De Vierde Elektriciteitsrichtlijn .....	5
1.1.3 Het decreet van 2 april 2021 (“EMD-decreet”) .....	6
1.1.4 Het TRDE en TRPV .....	6
1.2 Breder kader technische flexibiliteit .....	7
1.2.1 Principe: commerciële flexibiliteit prioritair .....	7
1.2.2 Afweging van flexibiliteit in de studiefase .....	7
1.2.3 Toepassing van flexibiliteit .....	9
1.3 Opmerkingen ontwerpbesluit .....	11
1.3.1 Gereserveerde technische flexibiliteit.....	11
1.3.1.1 <i>Categorieën</i> .....	11
1.3.1.2 <i>Compensatie</i> .....	18
1.3.2 Niet-gereserveerde technische flexibiliteit.....	20
1.3.2.1 <i>Categorieën</i> .....	20
1.3.2.2 <i>Compensatie</i> .....	20
1.3.3 Overgangsbepalingen? .....	21
<b>2 Samenwerking tussen de distributienetbeheerders en het extern verzelfstandigd agentschap NV Vlaams Energiebedrijf .....</b>	<b>22</b>
2.1. Beschrijving .....	22
2.2. Bespreking .....	22
2.2.1. Kan Fluvius samenwerken met een (energie)marktpartij?.....	22
2.2.2. Kan Fluvius überhaupt energiediensten leveren? .....	24
<b>Conclusie.....</b>	<b>26</b>

## Inleiding

De VREG ontving op 21 februari 2022 de vraag van de Vlaamse minister, bevoegd voor het energiebeleid, om een advies te verlenen bij ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft flexibiliteit en samenwerking tussen de distributienetbeheerders en het extern verzelfstandigd agentschap NV Vlaams Energiebedrijf, zoals principiële goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 18 februari 2022 (hierna “Ontwerpbesluit”).

Het Ontwerpbesluit strekt ertoe om, enerzijds, de samenwerkingsmodaliteiten tussen het Vlaams Energiebedrijf nv (VEB) en de distributienetbeheerders en haar werkmaatschappij Fluvius System Operator cv (Fluvius) in het kader van het aanbieden van energiediensten vast te leggen<sup>1</sup>, en, anderzijds, om de regels uit het Energiedecreet betreffende technische flexibiliteit verder uit te werken door de categorieën te bepalen die dienen te vallen onder het toepassingsgebied van gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit, samen met de compensaties.

Het advies bestaat dan ook uit twee delen: (1) flexibiliteit en (2) de samenwerking tussen de distributienetbeheerders en het VEB. In het deel met betrekking tot flexibiliteit wordt eerst ingegaan op het juridisch kader, daarna op de werking van technische flexibiliteit in de praktijk, om te eindigen met de concrete opmerkingen van de VREG bij het ontwerpbesluit. In het deel met betrekking tot het VEB gaan we eerst in op het juridische kader. Daarna volgt de bespreking van de bij het ontwerpbesluit uitgewerkte samenwerkingsmodaliteiten, waarbij we twee vragen naar voor schuiven. De eerste vraag is of Fluvius eigenlijk wel kan samenwerken met een energiemarktpartij. De tweede vraag is of Fluvius überhaupt energiediensten kan leveren.

---

<sup>1</sup> In uitvoering van artikel 4.1.8/1, derde lid, van het Energiedecreet

# Bespreking

## 1 Flexibiliteit

### 1.1 Juridisch kader

#### 1.1.1 De Elektriciteitsverordening 2019/943

Op 14 juni 2019 werd de herziening van de Europese Elektriciteitsverordening gepubliceerd in het Publicatieblad van de Europese Unie.<sup>2</sup> Artikel 13 bepaalt dat redispatching<sup>3</sup> van productie en van vraagrespons gebaseerd moet zijn op objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria. Redispatching staat open voor alle productietechnologieën, energieopslag en alle vraagrespons, met inbegrip van deze die in andere lidstaten zijn gevestigd, tenzij dit uit technisch oogpunt niet haalbaar is. De middelen waarop redispatching betrekking heeft, worden gekozen uit productie-, energieopslag- of verbruikersinstallaties die gebruikmaken van marktgebaseerde mechanismen; hiervoor vindt een financiële vergoeding plaats. Voor redispatching gebruikte balanceringsenergiebiedingen bepalen niet de prijzen voor balanceringsenergie.

Niet-marktgebaseerde redispatching van productie, energieopslag en vraagrespons mag uitsluitend worden gebruikt, voor zover dat: a) er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is; b) alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt; c) het aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties te klein is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden, of d) de actuele netsituatie leidt op een zodanig regelmatige en voorspelbare wijze tot congestie dat marktgebaseerde redispatching zou resulteren in regelmatige strategische biedingen, die het niveau van interne congestie zouden verhogen.

Wanneer niet-marktgebaseerde neerwaartse redispatching wordt gebruikt, zijn de volgende beginselen van toepassing:

- a) elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, worden uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching indien er geen alternatieven zijn of indien andere oplossingen zouden leiden tot aanzienlijk onevenredige kosten of ernstige risico's voor de veiligheid van het net;
- b) elektriciteit die wordt opgewekt door hoogrenderende warmtekrachtkoppeling, wordt uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching indien er, behalve neerwaartse redispatching van elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, geen alternatieven zijn of indien andere oplossingen zouden leiden tot onevenredige kosten of ernstige risico's voor de veiligheid van het net;
- c) zelfgeproduceerde elektriciteit van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken die niet wordt

<sup>2</sup> Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, Pb.L. 14 juni 2019, 158/54.

<sup>3</sup> "Redispatching": een maatregel, met inbegrip van beperking, die door een of meerdere transmissiesysteembeheerders of distributiesysteembeheerders wordt geactiveerd door een wijziging van het productie- en/of belastingspatroon teneinde de fysieke stromen in het elektriciteitssysteem te veranderen en fysieke congestie te verlichten of de systeemveiligheid op een andere manier te waarborgen;

- teruggeleverd aan het transmissie- of distributienet wordt niet beperkt, tenzij er geen andere mogelijkheid bestaat om problemen inzake de netbeveiliging op te lossen;
- d) neerwaartse redispatching overeenkomstig de punten a), b) en c) wordt naar behoren en op transparante wijze gerechtvaardigd.

Wanneer niet-marktgebaseerde redispatching wordt gebruikt, wordt dit onderworpen aan een financiële vergoeding door de systeembeheerder die om redispatching verzoekt aan de beheerder van de productie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie waarvoor redispatching plaatsvindt, behalve in het geval producenten die een aansluitovereenkomst hebben aanvaard waarin de vaste levering van energie niet is gewaarborgd. Dergelijke financiële vergoeding is ten minste gelijk aan het hoogste van de volgende elementen of een combinatie ervan indien het toepassen van uitsluitend het hoogste zou leiden tot een ongerechtvaardigd lage of een ongerechtvaardigd hoge vergoeding:

- a) aanvullende exploitatiekosten als gevolg van redispatching, zoals aanvullende brandstofkosten in het geval van opwaartse redispatching, of back-up-warmtevoorziening in het geval van neerwaartse redispatching van elektriciteitsproductie-installaties die hogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken;
- b) de netto-inkomsten van de verkoop van elektriciteit op de day-aheadmarkt die de elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie zou hebben geproduceerd zonder het verzoek om redispatching; wanneer financiële ondersteuning wordt verleend aan elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties op basis van het geproduceerde of verbruikte elektriciteitsvolume, wordt de financiële ondersteuning die zou zijn ontvangen zonder het verzoek om redispatching beschouwd als onderdeel van de netto-inkomsten.

### 1.1.2 De Vierde Elektriciteitsrichtlijn

Op 14 juni 2019 werd tevens de Vierde Elektriciteitsrichtlijn gepubliceerd.<sup>4</sup> Artikel 32 van deze richtlijn heeft daarbij betrekking op “Stimulansen voor het gebruik van flexibiliteit in distributienetwerken”. Distributienetbeheerders moeten daarbij aangespoord worden om flexibiliteitsdiensten te kopen, met inbegrip van congestiebeheer binnen hun dekkingsgebied, met het oog op het efficiënter beheer en de efficiëntere ontwikkeling van het distributiesysteem. De distributienetbeheerders kopen dergelijke diensten aan volgens transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures, tenzij de regulerende instanties hebben vastgesteld dat de aankoop van dergelijke diensten economisch niet efficiënt is of dat een dergelijk aankoop zou leiden tot ernstige marktverstoringen of meer congestie.

De distributiesysteembeheerders, onder voorbehoud van goedkeuring door de regulerende instantie, of de regulerende instantie zelf, voorzien, ten minste op nationaal niveau, in een transparant en participatief proces waarbij alle potentiële systeemgebruikers en transmissiesysteembeheerders betrokken zijn, de specificaties voor het inkopen van flexibiliteitsdiensten en, indien van toepassing, gestandaardiseerde marktproducten voor deze diensten. De specificaties waarborgen een effectieve en niet-discriminerende deelname van alle marktdeelnemers, inclusief marktdeelnemers die energie uit hernieuwbare bronnen aanbieden,

<sup>4</sup> Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU, *Pb.L.* 14 juni 2019, 158/125.

marktdeelnemers die aan vraagrespons doen, exploitanten van energieopslagfaciliteiten en marktdeelnemers die aan aggregatie doen.

De ontwikkeling van een distributiesysteem wordt gebaseerd op een transparant netontwikkelingsplan dat ten minste om de twee jaar door de distributiesysteembeheerders bekend wordt gemaakt en bij de regulerende instantie wordt ingediend.<sup>5</sup>

### 1.1.3 Het decreet van 2 april 2021 (“EMD-decreet”)

Artikel 4.1.17/5 Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (“Energiedecreet”),<sup>6</sup> zoals ingevoerd door het decreet van 2 april 2021 (“EMD-decreet”),<sup>7</sup> vormt impliciet het uitgangspunt van deze adviesvraag. Het artikel vormt namelijk de wettelijke basis voor de regels inzake “gereserveerde” en “niet-gereserveerde technische flexibiliteit”.

Bij gereserveerde technische flexibiliteit kan de netbeheerder onder buitengewone omstandigheden de netgebruikers van het distributienet en de gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, verplichten om deel te nemen aan flexibiliteit. Onder buitengewone omstandigheden, wordt verstaan dat (A) een redelijke en kosteneffectieve netinvestering niet mogelijk is in combinatie met (B) een van de volgende situaties:

- 1° de aankoop van flexibiliteit is economisch niet efficiënt;
- 2° de aankoop van flexibiliteit leidt tot ernstige marktverstoringen;
- 3° de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder.

Bij niet-gereserveerde technische flexibiliteit kan de distributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, in het geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden en als alle commerciële middelen en gereserveerde technische flexibiliteit uitgeput zijn, de modulatie van productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten verplichten via telecontrole.

### 1.1.4 Het TRDE en TRPV

De VREG moet in het Technisch Reglement voor Distributie van Elektriciteit (hierna afgekort: “TRDE”)<sup>8</sup> en het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoer van Elektriciteit (hierna afgekort: “TRPV”)<sup>9</sup>

---

<sup>5</sup> In het netontwikkelingsplan wordt op transparante wijze beschreven welke flexibiliteitsdiensten op middellange en lange termijn vereist zijn en wordt aangegeven welke investeringen voor de komende vijf tot tien jaar worden gepland, met een bijzondere nadruk op de belangrijkste distributie-infrastructuur die vereist is voor de aansluiting van nieuwe productiecapaciteit en nieuwe belasting, inclusief oplaadpunten voor elektrische voertuigen. In het netontwikkelingsplan worden ook de vraagrespons, energie-efficiëntie, energieopslagfaciliteiten of andere hulpbronnen vermeld die de distributiesysteembeheerder moet gebruiken als alternatief voor de uitbreiding van het systeem. Zie artikel 4.1.19 van het Energiedecreet.

<sup>6</sup> VI.Decr. 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, BS 7 juli 2009.

<sup>7</sup> VI.Decr. 2 april 2021 tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU (1), BS 28 mei 2021.

<sup>8</sup> VREG, Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest van 25 juni 2021, BS 19 juli 2021, te raadplegen op [https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trde\\_2021.pdf](https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trde_2021.pdf).

<sup>9</sup> VREG, Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest van 29 mei 2020, BS 19 juni 2020, te raadplegen op [https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trpv\\_2020\\_zonder\\_tc.pdf](https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trpv_2020_zonder_tc.pdf).

bepalen wat specifiek onder deze “buitengewone omstandigheden” (bij gereserveerde technische flexibiliteit) en “onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden” (bij niet-gereserveerde technische flexibiliteit) moet worden verstaan en moet de procedure om de betrokkenen te informeren, bepalen.<sup>10</sup>

In het TRDE werd de regeling inzake aansluitingen met flexibele toegang (“AmFT”) geschrapt wegens onverenigbaarheid met het Europese kader.<sup>11</sup> In het TRPV dient het artikel bij een volgende herziening nog geschrapt te worden.

## 1.2 Bredere kader technische flexibiliteit

### 1.2.1 Principe: commerciële flexibiliteit prioritair

Uit de beschrijving van het juridisch kader komt duidelijk naar voren dat er een sterke Europese impuls is om primair in te zetten op marktgebaseerde flexibiliteit (cf. in de Vlaamse regelgeving “commerciële flexibiliteit”). Vooraleer een netbeheerder beroep kan doen op technische flexibiliteit – hetgeen het voorwerp uitmaakt van voorliggend besluit - dient hij eerst en vooral alle opties rond commerciële flexibiliteit te bekijken; enkel wanneer de buitengewone omstandigheden, zoals opgelegd door het EMD-decreet (en later verder gespecificeerd in het TRDE en TRPV) gelden, kan er van commerciële flexibiliteit afgeweken worden.

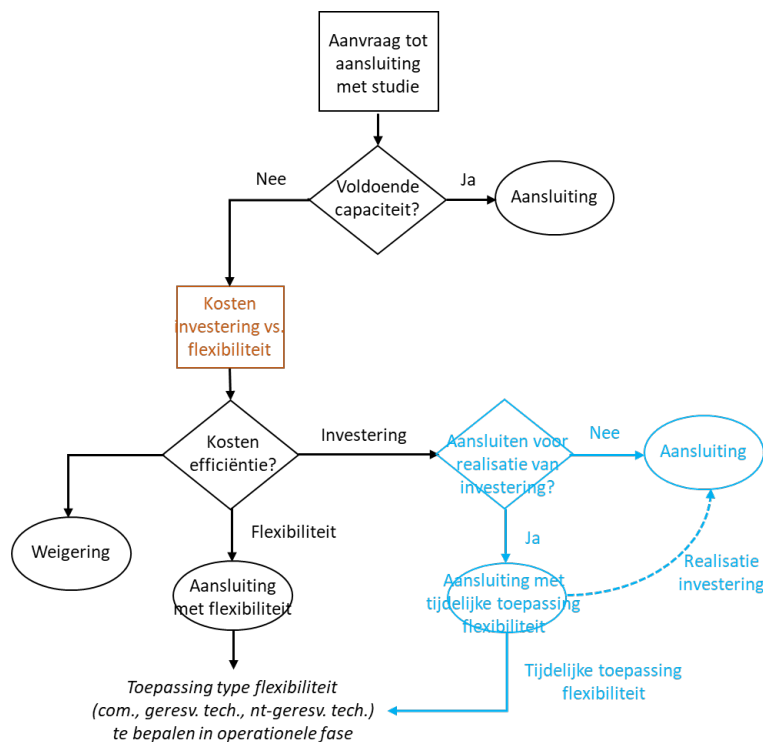
In de onderstaande figuren is schematisch weergegeven hoe de regelgeving rond het toepassen van flexibiliteit vandaag is omgezet in Vlaanderen, en hoe de afweging van het toepassen van de verschillende vormen van flexibiliteit (commercieel, gereserveerd technisch, of niet-gereserveerd technisch) dient te gebeuren. We maken daarbij een expliciet onderscheid tussen enerzijds de afweging van flexibiliteit in de studiefase, en anderzijds de toepassing van flexibiliteit in de operationele fase.

### 1.2.2 Afweging van flexibiliteit in de studiefase

Bij een aanvraag tot aansluiting met studie maakt de netbeheerder onder het nieuwe kader in het EMD-decreet een afweging tussen het maken van een *investering*, of het toepassen van *flexibiliteit*. Dit gebeurt volgens de volgende stappen:

<sup>10</sup> Zie artikel 4.1.17/5 van het Energiedecreet.

<sup>11</sup> Het Europees uitgangspunt in artikel 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn is dat de distributienetbeheerder de afweging moet maken tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten en een netinvestering. Bij de optie aansluiting met flexibele toegang vindt (1) deze afweging onvoldoende tot niet plaats. Een distributienetbeheerder zou ofwel de aansluiting kunnen weigeren ofwel kunnen investeren (op korte tot middellange termijn) en in tussentijd een tijdelijke AmFT toekennen ofwel een goedkeuring voor een permanente AmFT kunnen aanvragen bij de VREG. De distributienetbeheerder dient geenszins na te gaan of hij flexibiliteitsdiensten kan aankopen om de aansluiting toch te verwezenlijken onder normale voorwaarden. Bij een permanente AmFT wordt niet geïnvesteerd. Bovendien is AmFT (2) enkel van toepassing op productie-installaties, terwijl artikel 13 van de Verordening ook duidelijk stelt dat *redispatching* moet openstaan voor alle productietechnologieën, energieopslag en alle vraagrespon (tenzij dit uit technisch oogpunt niet haalbaar is). Daarenboven (3) krijgt de aanvrager van de aansluiting geen enkele vergoeding, aangezien een AmFT een zogenaamde *gunst* is als alternatief voor een weigering of in afwachting van een investering. Dit zorgt ervoor dat de productie-installatie o.i. ook niet valt onder de uitzondering in art. 13 van de Elektriciteitsverordening (“een aansluitovereenkomst hebben *aanvaard* waarin de vaste levering van energie niet is gewaarborgd”), er kan o.i. moeilijk sprake zijn van een volwaardige aanvaarding door de producent (men heeft geen andere keuze). Concluderend: het systeem van AmFT was niet-conform de Europese regelgeving en het EMD-decreet.



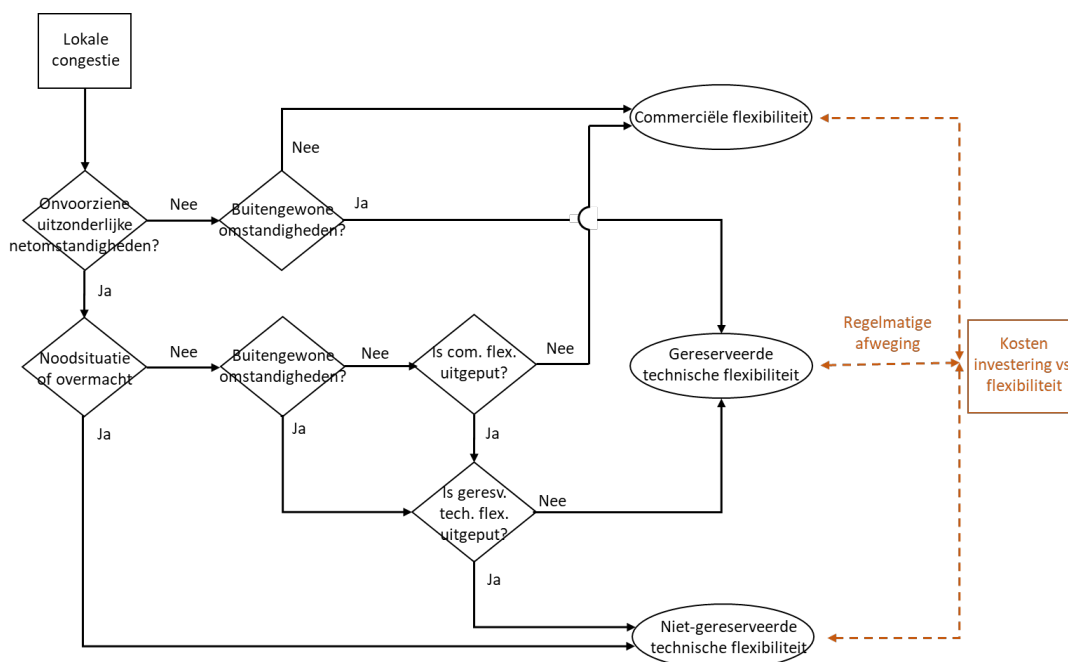
*Figuur 1. Schematische voorstelling van de vereiste afweging van flexibiliteit in de studiefase zoals voorgeschreven door het Energiedecreet rond het toepassen van flexibiliteit in Vlaanderen*

1. Een netgebruiker (afnemer of producent) vraagt aan de netbeheerder een aansluiting aan.
2. De netbeheerder gaat na of er voldoende capaciteit op het net aanwezig is om de aanvraag te realiseren (detailstudie).
3. Is er *voldoende capaciteit* aanwezig, dan maakt de netbeheerder een offerte op om de aansluiting te realiseren.
4. Is er *onvoldoende capaciteit* aanwezig om de aansluiting te realiseren (= de aansluiting zou aanleiding geven tot lokale congestie), dan brengt de netbeheerder de kosten van een bijkomende investering (netversterking) en de kosten ten gevolge van een (mogelijke) toepassing van flexibiliteit in kaart, en weegt deze af; deze afweging gebeurt volgens een methodologie die wordt opgesteld door de netbeheerder.
5. Indien een (al dan niet gedeeltelijke) netinvestering het meest kost-efficiënt is voor de netbeheerder, dan plant de netbeheerder een bijkomende netinvestering in. In afwachting van deze netinvestering zal de netbeheerder tijdelijk flexibiliteit dienen toe te passen.
6. Indien de netbeheerder oordeelt dat het uitbetalen van een vergoeding voor flexibiliteit kostenefficiënter is dan een netinvestering, (bv. wanneer het af te regelen volume beperkt is), dan opteert de netbeheerder ervoor om aan te sluiten, mits een toepassing van flexibiliteit.
7. Indien zowel de investeringskost, als de kost voor flexibiliteit te hoog is, dan wordt de netbeheerder geconfronteerd met een aansluiting die niet-kostenefficiënt is, waarbij hij de aanvraag tot aansluiting kan weigeren. Het gaat daarbij om een schriftelijke gemotiveerde weigering van de aanvraag, met de vermelding van de bemiddelings- en beslechtingstaak in geschillen met de netbeheerder conform artikelen 3.1.4/2 en 3.1.4/3 van het Energiedecreet.



### 1.2.3 Toepassing van flexibiliteit

Bij een aangesloten installatie moet de netbeheerder onder het nieuwe kader in het EMD-decreet een afweging maken tussen het toepassen van commerciële, gereserveerde technische, of niet-gereserveerde technische flexibiliteit (in deze volgorde van prioriteit). Dit gebeurt volgens de volgende stappen:



*Figuur 2. Schematische voorstelling van de toepassing van flexibiliteit in de operationele fase zoals voorgeschreven door het Energiedecreet rond het toepassen van flexibiliteit in Vlaanderen*

1. Indien er lokale congestie optreedt op het net, dan gaat de netbeheerder eerst na of er sprake is van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden.
2. Indien er geen onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden van toepassing zijn, dan gaat de netbeheerder na of er sprake is van buitengewone omstandigheden.
  - 2.1 Indien er ook *geen buitengewone omstandigheden* van toepassing zijn, dan past de netbeheerder commerciële flexibiliteit toe.
  - 2.2 Indien er *wel buitengewone omstandigheden* van toepassing zijn, dan past de netbeheerder gereserveerde technische flexibiliteit toe.
  - 2.3 Indien er *wel onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden* van toepassing zijn, dan gaat de netbeheerder na of er sprake is van een noodsituatie of overmacht. Indien er *geen noodsituatie of overmacht* is, dan gaat de netbeheerder na of er sprake is van buitengewone omstandigheden.
    - 2.3.1 Indien er *geen buitengewone omstandigheden* gelden, dan past de netbeheerder eerst commerciële flexibiliteit toe, tot wanneer deze is uitgeput. Indien nodig past de netbeheerder bijkomend gereserveerde technische flexibiliteit toe, tot wanneer deze eveneens is uitgeput. Indien nodig past de netbeheerder daarna nog bijkomend niet-gereserveerde technische flexibiliteit toe.

- 2.3.2 Indien er *wel buitengewone omstandigheden* gelden, dan past de netbeheerder gereserveerde technische flexibiliteit toe, tot wanneer deze is uitgeput. Indien nodig past de netbeheerder bijkomend niet-gereserveerde technische flexibiliteit toe.
- 2.4 Indien er *wel een noodsituatie of overmacht is*, dan (en alleen dan) past de netbeheerder onmiddellijk niet-gereserveerde technische flexibiliteit toe.

De netbeheerders zullen op geregelde tijdstippen de afweging moeten maken tussen investeren en gebruik maken van flexibiliteit bij netgebruikers. Zij zullen dit enerzijds op een globaal niveau dienen te doen, namelijk via een methodologie die wordt opgenomen in hun investeringsplan (dat zij jaarlijks/tweejaarlijks aan de VREG ter goedkeuring dienen voor te leggen). Anderzijds kan ook een (her)afweging op het niveau van de individuele productie-installatie nodig zijn.

Na het schetsen van de correlatie tussen commerciële flexibiliteit, gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit en investeringen gaat de VREG nu over tot het formuleren van enkele opmerkingen ten aanzien van het ontwerpbesluit.

## 1.3 Opmerkingen ontwerpbesluit

De bespreking van de opmerkingen ten aanzien van het ontwerpbesluit gebeurt afzonderlijk voor gereserveerde technische flexibiliteit (Titel 1.3.1), en niet-gereserveerde technische flexibiliteit (Titel 1.3.2). Voor beide vormen van technische flexibiliteit worden telkens eerst de problemen besproken omtrent de voorgestelde categorisering, gevolgd door een discussie van de problemen omtrent de voorgestelde compensaties.

### 1.3.1 Gereserveerde technische flexibiliteit

#### 1.3.1.1 Categorieën

Artikel 3.1.34/2 van het ontwerpbesluit stelt dat gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is op volgende categorieën van netgebruikers (van het distributienet) en gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit:

- A. Producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole;
- B. Natuurlijke personen of rechtspersonen die elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole exploiteren;
- C. Prosumanten van wie de decentrale productie-installatie is aangemeld bij de elektriciteitsdistributienetbeheerder, als dertig dagen na melding aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder van een door lokale congestie uitvallende omvormer het probleem nog niet verholpen is.

Hieronder bespreken we mogelijke problemen per categorie.

#### **A. Producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole**

- **Gevaar beperking telecontrole**

Enkel productie-installaties die beschikken over een telecontrole komen in aanmerking voor gereserveerde technische flexibiliteit. Deze afbakening tot telecontrole is enerzijds begrijpelijk, aangezien het aan de netbeheerders moet zijn om te waken over de veiligheid van het net. Anderzijds houdt het ook een gevaar in om alle bestaande productie-installaties die beschikken over een telecontrole te laten vallen onder gereserveerde technische flexibiliteit.

Artikel 2.2.54 van het TRDE<sup>12</sup> bepaalt wanneer de distributienetbeheerder telecontrole mag toepassen.<sup>13</sup> Het TRDE bepaalt dat de netbeheerder telecontrole kan opleggen bij productie-

<sup>12</sup> Het TRPV bevat geen artikel m.b.t. telecontrole.

<sup>13</sup> Art. 2.2.54 TRDE – Telecontrole. §1. De elektriciteitsdistributienetbeheerder kan een telecontrole opleggen aan de producent involgende gevallen:

- projecten met een elektriciteitsproductie-eenheid van het type B of C;
- projecten met een totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen groter dan of gelijk aan 1000 kVA;
- projecten waarvan uit de detailstudie blijkt dat bij lokale congestie op het elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of daarmee gekoppelde netelement, tijdelijke productiebeperkingen noodzakelijk zijn.

installaties met een geïnstalleerd productievermogen van 1000 kVA of meer of indien uit de detailstudie blijkt dat er lokale congestie kan optreden. Vandaag passen de netbeheerders dit artikel toe en leggen zij, ten gevolge van de invoering van de Europese Netcode “Requirements for Grid connection of generators” (hierna afgekort: “RfG”)<sup>14</sup>, automatisch telecontrole op bij elke nieuwe productie-installatie die conform RfG als type B of hoger zou worden geclassificeerd. Oudere productie-installaties hebben niet noodzakelijk een telecontrole-installatie (er was immers geen Europese verplichting).

Op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit wordt vandaag voor congestiebeheer gewerkt met het iCaros-systeem. Als uit een studie van de netbeheerder blijkt dat er kans bestaat dat congestie gaat optreden, dan vraagt de netbeheerder aan de producenten om hun productieplanning te herzien. Door deze werkwijze wordt congestie vermeden. Het iCaros-systeem is vandaag beperkt tot productie-installaties van 25 MVA of hoger. Toekomstig wordt de grens voor deelname aan het iCaros-systeem verlaagd tot 1 MVA. Deze productie-installaties hebben vandaag geen nood aan een telecontrolekast zoals beschreven in de definitie van telecontrole. De beperking van de categorieën tot ‘*met telecontrole*’ zou te beperkend zijn voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

Bij telecontrole wordt er bovendien tevens een onderscheid gemaakt tussen 2 types: (1) telecontrole met een *grofregeling* en (2) telecontrole met een *fijnregeling*. De grofregeling laat enkel toe dat een productie-installatie gemoduleerd wordt met 50% en/of 100%. Modulatie met fijnregeling is een wettelijke verplichting geworden door de invoering van de RfG-netcode. De Netcode trad in werking 20 dagen na publicatie in het Europees publicatieblad, maar de daadwerkelijke bepalingen traden pas in voege drie jaar na de publicatie: dus op 27 april 2019. Het technisch voorschrift van Synergrid dat uitwerking geeft aan deze Netcode is in Vlaanderen in werking getreden op **1 november 2019** (2 maanden na de publicatie ervan op 1 september 2019). Dit wil zeggen dat in de regel enkel productie-installaties die operationeel werden na 1 november 2019 beschikken over telecontrole met fijnregeling. De oudere installaties beschikken meestal over een grofregeling (waarbij zij dus het risico lopen om voor een veel grotere volume te worden afgeregeld).

De VREG stelt voor om de regeling daarom open te trekken naar alle productie-installaties en energieopslagsystemen die conform RfG als type B of hoger zouden worden geclassificeerd. Indien de netbeheerder het nodig acht, voor de veiligheid van het net, kan hij oudere productie-installaties voorzien van de mogelijkheid om vanop afstand te moduleren. De netbeheerder heeft dan de mogelijkheid om deze installaties te voorzien met een telecontrolekast. Het voorzien van een telecontrolekast is dan op initiatief van de netbeheerder, waardoor de kosten voor de telecontrolekast bij de netbeheerder liggen.

---

De telecontrole, vermeld in het eerste lid, geeft de elektriciteitsdistributienetbeheerder de mogelijkheid om, door middel van een centraal besturingssysteem, productiebeperkingen op te leggen op basis van objectieve criteria die contractueel vastgelegd worden, in volgende gevallen:

- in uitzonderlijke uitbatingsomstandigheden van het elektriciteitsdistributienet;
- in geval dat met de elektriciteitsproductie-eenheid ondersteunende diensten aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder geleverd worden volgens de modaliteiten beschreven in art. 2.3.22 §2.

§2. De elektriciteitsdistributienetbeheerder kan een telecontrole opleggen voor energieopslagsystemen met een globaal opgesteld vermogen groter dan of gelijk aan 1000 kVA. Deze telecontrole geeft de elektriciteitsdistributienetbeheerder de mogelijkheid om, in geval van uitzonderlijke uitbatingsomstandigheden van het elektriciteitsdistributienet, door middel van een centraal besturingssysteem, injectiebeperkingen op te leggen op basis van objectieve criteria die contractueel vastgelegd worden.

<sup>14</sup> Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators, *Pb.L.* 27 april 2016, 112/1.

De huidige technologie van de netbeheerders om beperkingen op te leggen aan productie-installaties is gebaseerd op telecontrolekasten. Door innovaties van de netbeheerders en/of van de producenten zijn toekomstig andere technologieën mogelijk om op een vlotte en betrouwbare manier toegangsbeperkingen op te leggen. De VREG stelt voor om de woorden “met telecontrole” te schrappen in de categorieën 1° en 2° en gereserveerde technische flexibiliteit te beperken tot productie-installaties die conform RfG als type B of hoger zouden worden geclassificeerd.

**Aanbeveling:** artikel 3.1.34/2 dient te worden aangepast door de woorden “met telecontrole” te schrappen in de categorieën 1° en 2°. De categorieën 1° en 2° moeten beperkt worden tot productie-installaties die conform RfG als type B of hoger worden geclassificeerd.

- **Nieuwe én bestaande aansluitingen?**

Het is niet duidelijk of artikel 3.1.34/2 van het ontwerpbesluit enkel van toepassing is op nieuwe of ook op bestaande aansluitingen.

Aangezien de achterliggende gedachte bij het nieuwe kader rond flexibiliteit erin bestaat om de afregelingen beter te spreiden over verschillende productie-installaties, in plaats van enkel en alleen de nieuwe, nog aan te sluiten productie-installatie voor een groter volume af te regelen, is het essentieel dat uit de bepaling blijkt dat het toepassingsgebied van de regeling zowel geldt voor nieuwe als voor bestaande aansluitingen.

**Aanbeveling:** artikel 3.1.34/2 dient te verduidelijken dat het van toepassing is op zowel nieuwe, als bestaande aansluitingen.

- **Afwachting van een investering?**

Uit **Figuur 1** op pagina 8 blijkt duidelijk dat wanneer uit de afweging van de netbeheerder naar voren komt dat een netinvestering de meest kosten-efficiënte oplossing is, en waarbij er reeds aangesloten wordt in *afwachting van deze netinvestering*, er nog steeds nood is aan de toepassing van *flexibiliteit*. Een netinvestering realiseert zich immers niet onmiddellijk, maar hier gaan ettelijke maanden tot jaren over. De VREG adviseert dan ook om in artikel 3.1.34/2 van het ontwerpbesluit op te nemen dat de regeling uit het artikel ook geldt in afwachting van een netinvestering (waarbij de netbeheerder dus commerciële of technische flexibiliteit zal dienen toe te passen en dus ook in afwachting van de investering mogelijks ook een vergoeding zal moeten betalen).

**Aanbeveling:** artikel 3.1.34/2 dient te verduidelijken dat het eveneens van toepassing is in afwachting van een netinvestering.

### **B. Natuurlijke personen of rechtspersonen die elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole exploiteren**

Bij de tweede categorie onder gereserveerde technische flexibiliteit hebben we dezelfde opmerkingen als bij de categorie producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole.

### **C. Prosumenten met een uitvallende omvormer**

Op verschillende plaatsen in Vlaanderen worden (particuliere) eigenaars van zonnepanelen geconfronteerd met het uitvallen van de omvormer van hun installatie, bij congestie op het distributienet. Het ontwerpbesluit heeft tot doel om deze eigenaars te compenseren voor het verlies dat zij lijden, doordat zij – bij het uitvallen van de omvormer – geen elektriciteit meer op het net kunnen zetten. Om het net te beschermen heeft Synergrid een technisch voorschrift vastgelegd,<sup>15</sup> waarin wordt bepaald dat omvormers van PV-panelen enkel elektriciteit kunnen injecteren in het net als er binnen bepaalde spanningsgrenzen gewerkt kan worden. In principe moet de netbeheerder zijn net te allen tijde uitbaten binnen de grenzen van de spanningsnorm NBN EN 50160.

De netbeheerders hebben vandaag een aantal elementen in handen om proactief in te spelen op mogelijke klachten omwille van spanningscongestie. Als nieuwe PV-panelen worden aangemeld kunnen de netbeheerders een simulatie uitvoeren of een volledige netstudie maken. Bijkomend kan data van de digitale meter worden aangewend om een mogelijk probleem vroegtijdig te detecteren. De netbeheerders moeten dan met de beschikbare middelen proactief de keuze maken tussen beheersmaatregelen of bijkomende investeringen. Dit moet een weloverwogen keuze zijn: te vroeg bijkomende investeringen doen leidt tot *stranded assets* en het nemen van beheersmaatregelen sluit een bijkomende investering op termijn niet uit.

De VREG merkt in het algemeen op dat deze categorie van prosumenten met een uitvallende omvormer moeilijk in te passen valt binnen het kader van gereserveerde technische flexibiliteit en daardoor aanleiding geeft tot verschillende bezwaren en moeilijkheden en formuleert daarom een andere aanpak voor deze problematiek:

- **30 dagen vs. 90 dagen: beginpunt van de vergoeding?**

Artikel 3.1.34/2 van het ontwerpbesluit bepaalt dat prosumenten van wie de decentrale productie-installatie (in de regel zonnepanelen) is aangemeld bij de elektriciteitsdistributienetbeheerder, een compensatie kunnen krijgen als binnen dertig dagen na de melding aan de

<sup>15</sup> Synergrid, Specifieke technische voorschriften voor elektriciteitsproductie-installaties die parallel werken met het distributienet (C10-11), te raadplegen op: [http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=Technical\\_prescription\\_C10-11\\_ed2-2\\_20210315\\_tekst\\_NL.pdf](http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=Technical_prescription_C10-11_ed2-2_20210315_tekst_NL.pdf).

elektriciteitsdistributienetbeheerder van een door lokale congestie uitvallende omvormer, het probleem niet verholpen is. Het recht op compensatie begint daarbij vanaf de melding.

Artikel 12.3.28 bepaalt dan weer dat *in afwijking hiervan*, gereserveerde technische flexibiliteit slechts van toepassing is op prosumenten van wie de decentrale productie-installatie is aangemeld bij de elektriciteitsdistributienetbeheerder, als de prosumant vanaf de datum van inwerkingtreding van voormeld artikel tot en met 31 december 2022 een omvormer die door lokale congestie uitvalt, heeft gemeld aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder, en het probleem na negentig dagen nog niet verholpen is. Er wordt evenwel niet bepaald wat het beginpunt is. Het moet vermeden worden dat hierbij de vergoeding pas begint te lopen na die 90 dagen.

**Aanbeveling:** artikel 12.3.28 moet het beginpunt van vermelden (“het recht op compensatie begint vanaf de melding”).

- **Flexibiliteit is een afweging voor een netinvestering**

Het inzetten van flexibiliteit wordt voor de netbeheerder het resultaat van een afweging tussen ofwel een investering ofwel de uitbetaling van een compensatie bij de toepassing van commerciële of technische flexibiliteit.

De netbeheerder moet immers in zijn methodologie (in het kader van de investeringsplannen) de afweging maken tussen investeren of vergoeden voor flexibiliteit. De afweging moet ervoor zorgen dat de netbeheerder kiest voor de *laagste maatschappelijke kost*. Zowel bij een investering, als bij de uitbetaling van compensaties bij flexibiliteit, wordt deze kost immers (in principe) via de nettarieven doorgerekend naar de eindgebruiker.

De netbeheerder dient via zijn methodologie dus te bepalen wanneer het uitbetalen van compensaties voor flexibiliteit niet meer opweegt tegen een netinvestering, waarbij die netinvestering de maatschappelijk laagste kost wordt. Als de totale vergoedingskost voor flexibiliteit te laag ligt, zal de netbeheerder weinig tot geen incentive voelen om nog te investeren. Dit kan vaak het geval zijn, zelfs onafhankelijk van de hoogte van de opgelegde compensatie per uitvallende omvormer, aangezien door de opbouw van het laagspanningsdistributienetwerk (sternetwerk) slechts een beperkt aantal omvormers zullen uitvallen door spanningscongestie, zijnde de omvormers het verst verwijderd van de distributiecabine, op het einde van de kabel. Hierdoor is de totale kost voor de compensatie per kabel beperkt (omwille van het beperkte aantal betrokken omvormers), waardoor de netbeheerder bij de kostenafweging eerder zal opteren voor de vergoeding dan voor een bijkomende investering. Dit zou tot gevolg hebben dat het probleem van de uitvallende omvormers niet zal opgelost worden, maar juist in stand zal worden gehouden, waarbij de distributienetbeheerder de omvormers actief als goedkope oplossing inzet om lokale congestie te verhelpen.

De VREG is van mening dat een dergelijk afwegingskader voor uitvallende omvormers niet geoorloofd is.

Ten eerste mag volgens de Elektriciteitsverordening zelfconsumptie pas afgeregeld worden indien er geen andere mogelijkheid bestaat om problemen inzake de netbeveiliging op te lossen. Door het automatische uitschakelmechanisme wordt evenwel alle productie afgeregeld, inclusief de zelfconsumptie, in plaats van enkel de injectie.

Daarnaast is dit ook in tegenstrijd met het basisprincipe dat iedere huishoudelijke netgebruiker het recht heeft op een aansluiting, zoals vermeld in artikel 4.1.14 van het Energiedecreet en de artikelen 2.2.5 en 2.2.11 van het TRDE, en recht heeft op toegang tot het distributienet, zoals vermeld in artikel 4.1.18 van het Energiedecreet. Indien het net niet over voldoende capaciteit beschikt om het vervoer te verzekeren, of indien de veilige en betrouwbare werking van het net in het gedrang komt, dan kan de netbeheerder overeenkomstig artikel 4.1.18 van het Energiedecreet de toegang tot zijn net opschorten, na voorafgaande toestemming door de VREG, en na het uitsturen van een schriftelijke en gemotiveerde verklaring aan de aanvrager van de toegang. Omvormers mogen dus tijdelijk afgeschakeld worden om lokale congestie op te lossen. Het is echter niet toegestaan om dit blijvend in te zetten als structurele oplossing. De netbeheerder is immers verplicht om, volgens artikel 4.1.6 van het Energiedecreet,<sup>16</sup> zijn net op een treffelijke wijze te beheren en onderhouden, om zo de toegang tot zijn net te blijven garanderen. Het afschakelen van omvormers is geen oplossing die bijdraagt tot het garanderen van een blijvende toegang tot het net voor huishoudelijke netgebruikers, en kan daarom niet gezien worden als een alternatief voor een netinvestering, en dus, als een vorm van flexibiliteit, integendeel.

De VREG meent dan ook dat uitvallende omvormers omwille van spanningscongestie een vorm zijn van slechte dienstverlening door de netbeheerder, wat vermeden dient te worden via een (hoge) forfaitaire schadeloosheidsvergoeding binnen het kader van het Energiedecreet. Dit wordt hieronder in Titel 1.3.1.2 verder toegelicht bij de bespreking van de problemen omtrent de voorgestelde compensaties.

- **Teveel macht/beoordelingsvrijheid in handen van de netbeheerder**

Uit navraag bij Fluvius blijkt dat de oorzaak van de uitvallende omvormer niet per definitie verbonden is aan de congestie op het distributienet, maar ook het gevolg kan zijn van de configuratie van de installatie van de netgebruiker. Het is niet altijd onmiddellijk duidelijk wat de oorzaak is van het uitvallen van de omvormer. Om hiervan uitsluitsel te krijgen is in een aantal gevallen een korte of lange meting nodig die door de netbeheerder wordt uitgevoerd.

De netbeheerder krijgt binnen het ontwerpbesluit ofwel 30 ofwel 90 dagen om het probleem te zoeken, de oorzaak vast te stellen, en daarna een oplossing te zoeken. Afhankelijk van de uitkomst van deze analyse, betaalt de netbeheerder al dan niet een vergoeding. Dit creëert een gevaarlijke en partijdige monopoliesituatie in handen van de netbeheerder: elke stap van het proces is in handen van één partij; er is geen enkele "*check and balance*". Indien de netbeheerder keer op keer na 30 dagen kan 'bewijzen' dat het probleem niet aan het net ligt, maar wel aan de installatie van

<sup>16</sup> Zie o.a. artikel 4.1.6, § 1. Het beheer van een distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit omvat de volgende taken: 1° het beheer en onderhoud en het ontwikkelen onder economische voorwaarden van een veilig, betrouwbaar en efficiënt net met inachtneming van het milieu en de energie-efficiëntie van het net, en de nodige ondersteunende diensten daarvoor verlenen; 2° het aanhouden van voldoende netcapaciteit om de elektriciteits- en aardgasbehoefte te dekken; 3° de uitbreiding van zijn net in het geografisch afgebakende gebied; 4° de herstelling, het preventieve onderhoud, de vernieuwing en de verbetering van zijn net en de bijbehorende installaties; 5° het oplossen van onderbrekingen en storingen bij de elektriciteits- of aardgastoevoer via zijn net; etc.



de netgebruiker zal hij de facto nooit een vergoeding moeten uitbetalen. De vraag rijst hier ook wat een afdoende bewijs is en of dit door een derde partij gecontroleerd moet worden.

- **Complexiteit bewijslast: een uitdrukkelijk wettelijk vermoeden invoeren**

Ongeacht of er wordt gekozen voor een systeem van een compensatie binnen het kader van technische flexibiliteit, of voor een forfaitaire vergoeding dient te worden opgemerkt dat het louter technisch moeilijk is om inzicht te krijgen waar de oorzaak van de uitvallende omvormer zich net situeert. De vraag hierbij is ook wie de bewijslast draagt. In de toelichtende nota wordt geschreven dat: “het aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder is om binnen de 30 dagen aan te tonen dat het probleem afkomstig is van de installatie van de netgebruiker. Zo niet wordt er vanuit gegaan dat het probleem werd veroorzaakt door een lokale congestie”.

Deze aanpak lijkt ons terecht, maar hierbij moet wel worden opgemerkt dat dit een wettelijk, zij het weerlegbaar, vermoeden invoert. Dit vermoeden, waarbij de bewijslast bij de netbeheerder wordt gelegd, dient in de regelgeving te worden ingeschreven en kan niet louter in de nota worden toegevoegd.

**Aanbeveling:** In artikel 3.1.34/2 dient de categorie van de prosumenten met een uitvallende omvormer geschrapt te worden. Er dient een forfaitaire schadeloosstellingsregeling te worden uitgewerkt op het niveau van het Energiedecreet (zie verder).

#### **D. Aansluiting met flexibele toegang**

Artikel 3.1.34/2 bepaalt verder dat:

*In afwijking van het eerste lid is gereserveerde technische flexibiliteit niet van toepassing op bestaande aansluitingen met flexibele toegang wanneer de producent ervoor kiest het bestaande aansluitingscontract te behouden.*

Netgebruikers van de bestaande aansluitingen met flexibele toegang ("AmFT") hebben bij hun initiële aanvraag tot aansluiting een weigering gekregen tot aansluiting, wegens te weinig onthaalcapaciteit. Na deze weigering heeft de netbeheerder een studie uitgevoerd die aantoonde dat een mogelijke afregeling van de productie-installaties beperkt is. De studie toonde dus aan dat een aansluiting met flexibele toegang, redelijk is. De aanvrager, die geconfronteerd werd met een geweigerde aansluiting, had dan nog als enige optie om een aansluiting te aanvaarden waarbij een modulatie – zonder vergoeding – bij lokale congestie wordt doorgevoerd. Volgens de VREG was een aansluiting met flexibele toegang hierdoor geen vrije keuze, met vrijwillige aanvaarding, van de netgebruikers: het enige alternatief was een weigering.

Indien in de toekomst, nieuwe, bijkomende productie-installaties worden aangesloten op de locaties (denk aan koppelpunten) waar vandaag netgebruikers zijn met een aansluiting met flexibele toegang, dan is het niet duidelijk welke installaties er prioritair zullen worden gemoduleerd. Indien de regeling uit het ontwerpbesluit wordt doorgevoerd, en de bestaande

aansluitingen met flexibele toegang mogen blijven bestaan, dan krijgen we te maken met situaties waar er zowel installaties mét (gereserveerde/niet-gereserveerde technische flexibiliteit) als zonder vergoeding (aansluiting met flexibele toegang) voor flexibiliteit zijn. Dit zorgt voor een oneerlijke behandeling tussen beiden. Zeker indien men het standpunt van de netbeheerder voor ogen houdt: de netbeheerder zal kiezen voor de laagste kost, dus hij zal steeds de oude AmFT's afregelen, aangezien hij daar geen vergoeding dient te betalen. Dit creëert een ongewenste situatie: immers zal de netbeheerder ook niet gaan investeren, want er is geen enkele afweging t.o.v. een vergoeding, aangezien er geen vergoeding moet worden betaald. De netgebruikers met een AmFT-contract hebben dan ook een groot concurrentieel nadeel ten opzichte van alle andere productie-installaties (oude en nieuwe).

Het nieuwe kader van flexibiliteit gaat uit van de logica dat de producenten geen netinvesteringen moeten dragen (i.t.t. tot wat de nota bij het ontwerpbesluit aanvoert: "Bij deze overstap is het mogelijk dat de netbeheerder alsnog een investering zal uitvoeren en dat er bepaalde van deze investeringskosten ook worden verhaald op de uitbater van de productie-installatie", pagina 8). Om een correcte afweging te verkrijgen zou de financiering van de netinvesteringen in die logica voor rekening van de netbeheerder moeten zijn<sup>17</sup>: hij zal dan de juiste afweging kunnen maken tussen flexibiliteit en een netinvestering, zie ook **Figuur 1**, op pagina 8. Bij de bestaande productie-installaties met een AmFT-contract heeft de netbeheerder deze afweging al gemaakt in het verleden. Het resultaat van deze afweging was steeds dat een bijkomende netinvestering niet maatschappelijk verantwoord was. Het omzetten van de bestaande aansluitingen met flexibele toegang naar gereserveerde technische flexibiliteit leidt dus in de praktijk niet tot een bijkomende netinvestering. De vergoeding voor technische flexibiliteit zorgt voor een gelijk speelveld voor alle productie-installaties. De VREG merkt ook op dat bij de laatste rapportering van de netbeheerders er nog steeds geen afregeling heeft plaats gevonden omwille van lokale congestie.

**Aanbeveling:** In artikel 3.1.34/2 dient de zin "in afwijking van het eerste lid is gereserveerde technische flexibiliteit niet van toepassing op bestaande aansluitingen met flexibele toegang als de producent ervoor kiest het bestaande aansluitingscontract te behouden" geschrapt te worden.

### 1.3.1.2 Compensatie

Voor de categorieën vermeld in artikel 3.1.34/2, 1° en 2° (productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten) wordt de compensatie bepaald in artikel 3.1.34/4 van het ontwerpbesluit. De samenstelling van de compensatie is daarbij duidelijk gestoeld op artikel 13 van de Elektriciteitsverordening.

We merken op dat het concept van een referentieprofiel voor een opslaginstallatie ongebruikelijk is aangezien dit soort installaties juist inspelen op de ogenblikkelijke gebeurtenissen op de markt en het net, en er bijgevolg moeilijk van een referentieprofiel sprake kan zijn.

<sup>17</sup> Dit kan onderzocht worden in het kader van een aanpassing van de tariefmethodologie. Immers in de huidige tariefmethodologie dragen producenten, bij de aanvraag tot aansluiting, de aansluitkosten (netversterking) tot een voldoende sterk punt in het net. In de niet-periodieke tarieven valt dit onder punt D: diversen.

In principe zouden de vergoedingen identiek moeten zijn voor installaties op het distributienet of het plaatselijk vervoernet.

De bepaling dat de minister een minimumvergoeding kan vastleggen of een bijkomende vergoeding voor exploitanten van een warmte-krachtinstallatie maakt het afwegingskader onaf en wordt daarom beter vermeden.

Voor de categorie van prosumenten met een uitvallende omvormer zal de compensatie conform het ontwerpbesluit evenwel jaarlijks bepaald worden door de minister, “rekening houdend met de gemiddelde jaarprijs van elektriciteit”. De Elektriciteitsverordening dient echter bij alle categorieën gerespecteerd worden.<sup>18</sup> De categorie van de prosumenten dient qua compensatie dus gelijk te worden behandeld als deze van de productie-installaties en de opslagfaciliteiten.

Indien men een uitvallende omvormer laat vallen onder gereserveerde technische flexibiliteit, dan valt deze categorie onder het toepassingsgebied van artikel 13 van de Elektriciteitsverordening. Er bestaat o.i. dan ook geen enkele andere mogelijkheid dan de compensatie te bepalen op de manier die in dat artikel bepaald wordt.

De regelgever kan uiteraard de keuze maken om eigenaars van uitvallende omvormers op een andere manier te compenseren voor hun ongemakken, bijvoorbeeld door bij decreet een ‘vergoedingsplicht vanwege de netbeheerder’ op te leggen, in afdeling IV/1 van het Energiedecreet, waarin er reeds sprake is van een schadevergoeding bij storing, een forfaitaire vergoeding bij laattijdige aansluiting, een forfaitaire vergoeding bij laattijdige heraansluiting en een forfaitaire vergoeding bij langdurige stroomonderbreking.

**Aanbeveling:** In artikel 3.1.34/2 dient de categorie van de prosumenten met een uitvallende omvormer geschrapt te worden (zie eerder). Er dient een forfaitaire schadeloosstellingsregeling te worden uitgewerkt op het niveau van het Energiedecreet. Voor de andere categorieën dient de vergoeding duidelijk bepaald te worden.

Artikel 4.1.17/5 Energiedecreet bepaalt: “§3. In geval van gereserveerde technische flexibiliteit ontvangen de netgebruiker en de gebruiker die op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit aangesloten zijn, ten behoeve van de netbeheerder een kostenreflectieve en transparante compensatie. De Vlaamse Regering bepaalt, na advies van de VREG, de berekeningswijzen voor de compensatie, vermeld in het eerste lid.” Conform voorliggend ontwerpbesluit zal de Vlaamse minister, bevoegd voor het energiebeleid jaarlijks het bedrag moeten vaststellen voor prosumenten met een uitvallende omvormer, alsook de minimumvergoeding in geval van negatieve day-ahead prijzen, de vergoeding voor de impact op de evenwichtsverantwoordelijke, en

<sup>18</sup> Zie artikel 13 van de Elektriciteitsverordening. Dergelijke financiële vergoeding is ten minste gelijk aan het hoogste van de volgende elementen of een combinatie ervan indien het toepassen van uitsluitend het hoogste zou leiden tot een ongerechtvaardigd lage of een ongerechtvaardigd hoge vergoeding: a) aanvullende exploitatiekosten als gevolg van redispatching, zoals aanvullende brandstofkosten in het geval van opwaartse redispatching, of back-up-warmtevoorziening in het geval van neerwaartse redispatching van elektriciteitsproductie-installaties die hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken; b) de netto-inkomsten van de verkoop van elektriciteit op de day-aheadmarkt die de elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie zou hebben geproduceerd zonder het verzoek om redispatching; wanneer financiële ondersteuning wordt verleend aan elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties op basis van het geproduceerde of verbruikte elektriciteitsvolume, wordt de financiële ondersteuning die zou zijn ontvangen zonder het verzoek om redispatching beschouwd als onderdeel van de netto-inkomsten.

de aanvullende exploitatiekosten in geval van een warmte-krachtinstallatie. Door deze verdere delegatie naar de minister, valt de adviserende rol voor de VREG hierover weg die in het Energiedecreet werd ingeschreven.

**Aanbeveling:** Er mag niet worden voorbij gegaan aan de adviserende bevoegdheid van de VREG binnen het kader van artikel 4.1.17/5 Energiedecreet, door een verdere delegatie in te schrijven naar de minister.

### 1.3.2. Niet-gereserveerde technische flexibiliteit

#### 1.3.2.1. Categorieën

Hiervoor verwijzen we naar de opmerkingen bij gereserveerde technische flexibiliteit.

Verder merken we nog op dat art. 4.1.17/5 van het Energiedecreet het volgende bepaalt: In geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden en als alle commerciële middelen en gereserveerde technische flexibiliteit uitgeput zijn, kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet de modulatie van productie-installaties verplichten via telecontrole. Deze situatie wordt niet-gereserveerde technische flexibiliteit genoemd. Aangezien volgens het ontwerpbesluit voor zowel gereserveerde als niet-gereserveerde flexibiliteit de categorieën van netgebruikers dezelfde zijn, zal de niet-gereserveerde flexibiliteit steeds op hetzelfde moment als de gereserveerde flexibiliteit uitgeput zijn.

#### 1.3.2.2. Compensatie

De VREG merkt verder op dat artikel 3.1.34/5 het volgende bepaalt: “Als niet-gereserveerde technische flexibiliteit wordt toegepast, ontvangen de netgebruiker en de gebruiker die aangesloten is op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit geen compensatie, tenzij de modulatie, die niet het gevolg is van overmacht of noodsituatie, minstens vier uur aanhoudt”. Artikel 4.1.17/5, §2 van het Energiedecreet bepaalt echter dat “de nadere regels over de onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden, vermeld in het eerste lid, worden opgenomen in het technisch reglement distributie elektriciteit en het technisch reglement plaatselijk vervoer van elektriciteit”.

Ook in de nota bij het ontwerpbesluit (op pagina 4 en 5), staat: “Niet-gereserveerde technische flexibiliteit gaat over verplichte deelname aan flexibiliteit in geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden en als alle commerciële middelen en gereserveerde technische flexibiliteit zijn uitgeput. Onder uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden kunnen bv. een noodsituatie, een situatie van overmacht of onvoorzien onderhoud door de netbeheerder vallen.”

Door in artikel 3.1.34/5 te spreken over overmacht of noodsituatie vult de Vlaamse Regering reeds een deel van de delegatie naar de VREG in. Volgens de decreetgever is het is aan de VREG om te

bepalen wat dient te worden verstaan onder onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden.

Verder merken we op dat, hoewel de VREG begrijpt waarom er bij een noodsituatie of bij overmacht geen vergoeding dient te worden betaald, de Elektriciteitsverordening geen enkel onderscheid maakt naar gelang de situatie: elke afregeling dient in principe gecompenseerd te worden.

**Aanbeveling:** Artikel 3.1.34/5 én de toelichtende nota dienen te worden aangepast, op een manier waarop de Vlaamse Regering geen invulling geeft aan de delegatie uit het decreet naar het technisch reglement.

### 1.3.3. Overgangsbepalingen?

Elia, als beheerder van het plaatselijk vervoernet, stelt dat zij minstens 24 maanden nodig zal hebben (na de inwerkingtreding van een aangepaste versie van het TRPV) om de desbetreffende bepalingen in de praktijk te kunnen implementeren. Ook Fluvius, als werkmaatschappij van de elektriciteitsdistributienetbeheerders, spreekt over minstens 1 jaar (na de inwerkingtreding van een aangepaste versie van het TRDE) als implementatietermijn.

De VREG stelt zich dan ook vragen bij de timing van het besluit. Zullen de bepalingen onmiddellijk in werking treden? Of zullen er overgangsbepalingen worden voorzien? Zo worden bijvoorbeeld ook alle bestaande productie-installaties (met telecontrole) onderworpen aan gereserveerde en niet-gereserveerde flexibiliteit, hetgeen wellicht impliceert dat al deze netgebruikers een nieuw aansluitingscontract zullen moeten krijgen. Ook zullen processen moeten worden uitgewerkt om de vergoedingen te kunnen betalen en dienen de netbeheerders nog een methodologie (in het kader van het investeringsplan) uit te werken waarin ze de afweging maken tussen investeren en flexibiliteit.

Ook de VREG zelf dient nog voldoende tijd te krijgen om in het technische reglementen een invulling te kunnen geven aan de begrippen “buitengewone omstandigheden” en “onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden”.

**Aanbeveling:** Een artikel invoegen dat bepaalt dat het besluit in werking zal treden binnen een redelijke termijn (bv. 1 januari 2023).

## 2. Samenwerking tussen de distributienetbeheerders en het extern verzelfstandigd agentschap NV Vlaams Energiebedrijf

### 2.1. Beschrijving

Artikel 3 van het voorliggende ontwerpbesluit voorziet in de vereiste uitvoering van art. 4.1.8/1, derde lid van het Energiedecreet dat handelt over de mogelijke samenwerking tussen de distributienetbeheerder of zijn werkmaatschappij Fluvius, enerzijds, en het VEB, anderzijds, m.b.t. de gezamenlijke ontwikkeling van besparingsmaatregelen als onderdeel van energiezorgsystemen.

Meer bepaald komt het de Vlaamse Regering toe de voorwaarden te bepalen waaraan die samenwerking moet voldoen. Zonder deze uitvoeringsbepalingen treedt dit aspect van het artikel immers niet in werking. Hierop wezen we in ons rapport databeheer van 21 december 2021 ([RAPP-2021-24](#) zie p. 37, onderaan).

Artikel 3 bepaalt deze voorwaarden.

### 2.2. Bespreking

#### 2.2.1. Kan Fluvius samenwerken met een (energie)marktpartij?

De krachtens art. 4.1.8/1, 3de lid van het Energiedecreet verschaftte mogelijkheid tot samenwerking tussen Fluvius en het VEB staat op gespannen voet met de ten aanzien van Fluvius geldende vereiste tot **onafhankelijkheid**, in het bijzonder tot **niet-discriminerend handelen**.

De decreetgever eist immers onafhankelijkheid van de netbeheerders van leveranciers, tussenpersonen, aanbieders van energiediensten, ESCO's, aggregatoren en producenten die actief zijn in het Vlaamse Gewest, en de met deze ondernemingen verbonden en geassocieerde ondernemingen (art. 4.1.4, §2, 4°). Hetzelfde geldt voor de werkmaatschappij (art. 4.1.5, 3<sup>de</sup> lid Energiedecreet).

Het decreet vormt de rechtsgrond voor (door de Vlaamse Regering te bepalen) eisen van beheersmatige en juridische onafhankelijkheid van de distributienetbeheerders en hun werkmaatschappij t.o.v. de andere energiemarktpartijen, zoals leveranciers maar ook aanbieders van energiediensten. De non-discriminatieplicht<sup>19</sup> betreft dergelijke onafhankelijkheidseis (artikel 3.1.14 van het Energiebesluit):

*De netbeheerder en de werkmaatschappijen bevoordelen geen enkele producent, invoerder van buitenlands aardgas, **houder van een leveringsvergunning**, tussenpersoon, **aanbieder van energiediensten**, ESCO's, aggregatoren of met die ondernemingen verbonden of geassocieerde ondernemingen boven andere ondernemingen en kennen geen voordelen toe die verder gaan dan in het normale handelsverkeer gebruikelijk is.*

<sup>19</sup> In dit verband kan ook gewezen worden op art 4.1.8/2, derde lid van het Energiedecreet dat bepaalt dat de netbeheerder de gegevens in het kader van art. 4.1.8/2 eerste lid, 5°, 7°, 8° en 9° van het Energiedecreet op een transparante, onpartijdige en niet-discriminatoire wijze aan partijen moet verstrekken

*Het is de netbeheerder en de werkmaatschappijen in ieder geval verboden:*

*1° een onderneming goederen of diensten te verstrekken tegen een vergoeding die lager is dan de redelijkerwijze daaraan toe te rekenen kosten, verhoogd met een redelijke winstmarge;*

*2° van een onderneming goederen of diensten aan te kopen tegen een vergoeding die hoger is dan de redelijkerwijze daaraan toe te rekenen kosten, verhoogd met een redelijke winstmarge;*

*3° rechtstreeks of onrechtstreeks een onderneming inzicht te verstrekken in de informatie, vermeld in artikel 3.1.19;*

*4° een onderneming toe te staan de naam en het beeldmerk van de netbeheerder te gebruiken*

In het algemeen geldt dus dat Fluvius geen enkele energiemarktpartij (als vermeld in de regelgeving) “voordelen mag verstrekken die verder gaan dan in het normale handelsverkeer gebruikelijk is”.

Middels de samenwerking met het VEB is niet uit te sluiten dat voordelen verstrekt worden, door Fluvius, aan het VEB, die ‘verder gaan dan het gebruikelijke’. Het verschaft het VEB, dat in de markt optreedt als leverancier én aanbieder van energiediensten, alleszins een voorkeurspositie, waardoor sprake is van een positieve discriminatie. In dat geval is dit een inbreuk op de non-discriminatieplicht.

Dit is om te beginnen al zo door het loutere feit dat het aanbieden van diensten, als toegelaten door het 2<sup>de</sup> lid van art. 4.1.8/1 Energiedecreet, enkel in samenwerking met een welbepaalde derde, namelijk het VEB, mogelijk is, maar geen enkele andere energiemarktpartij kandidaat kan zijn voor dergelijke samenwerking.

Verder is mogelijks ook sprake van een inbreuk op de non-discriminatieplicht als het VEB, op grond van de samenwerking, inzicht krijgt/beschikking krijgt over gegevens en informatie waarover Fluvius SO beschikt, waartoe andere marktspelers met gelijkaardige activiteiten niet op gelijke wijze toegang hebben. Zelfs als andere marktspelers toegang kunnen krijgen tot dezelfde gegevens: als dit op een andere wijze gebeurt, of op een ander moment, houdt dit reeds een verboden discriminatie in. Dit blijkt uit art. 23, 2), tweede lid, art. 34 en art. 37 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn<sup>20</sup>, die een concretisering zijn van de non-discriminatieplicht, als basisvereiste voor het gelijke speelveld.

Er zou evenwel, vanuit die invalshoek, geen inbreuk zijn op de non-discriminatieplicht omdat de data-uitwisseling niet anders zou verlopen dan voor elke andere partij. In de nota aan de Vlaamse Regering wordt hieromtrent expliciet het volgende gesteld:

*“In het kader van deze samenwerking kunnen de lokale besturen hun eigen data ter beschikking stellen van VEB, op eenzelfde wijze als zij deze data ter beschikking kunnen stellen van iedere andere aanbieder van energiediensten. Fluvius is in dit geval enkel het doorgeefluik van de data van deze lokale besturen.”*

---

<sup>20</sup> [Richtlijn \(EU\) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU](#)

In artikel 3, §2 laatste lid van het voorliggende ontwerpbesluit is dit als volgt bepaald: de uitwisseling en het gezamenlijke beheer van gegevens zou geen betrekking hebben op de uitwisseling van data. Dat laatste zou volledig de regels van data-uitwisseling volgen, zoals geldt voor elke andere derde partij:

“De uitwisseling en het gezamenlijke beheer van de gegevens, vermeld in het eerste lid, 3°, hebben betrekking op alle gegevens die de distributienetbeheerders en het VEB voor de uitwerking en uitvoering van het gezamenlijke aanbod van energiebesparings- en hernieuwbare energiediensten nodig hebben, met uitsluiting van het dataverkeer waarin is voorzien binnen de werking van de energiemarkt voor de levering van energie, zonder daarbij afbreuk te doen aan de voorwaarden voor de onafhankelijkheid die op de distributienetbeheerders en het VEB rusten”.

En in artikel 3, §4 van het voorliggende ontwerpbesluit wordt verwezen naar de rechtsgrond voor uitwisseling van data door de netbeheerder in zijn rol van databeheerder:

“§4. Op initiatief en na toestemming van een lokaal bestuur verstrekken de distributienetbeheerders conform artikel 4.1.22/5 van het Energiedecreet van 8 mei 2009 de nodige energiegerelateerde gegevens van dat lokaal bestuur aan het VEB of aan iedere andere aanbieder van energiediensten.”

Als, en enkel als, de data-uitwisseling tussen Fluvius SO en VEB op eenzelfde manier en op eenzelfde moment plaatsvindt als het geval is voor elke andere gelijkaardige derde partij (energiedienstverlener), is er geen non-conformiteit van artikel 4.1.8/1, 3<sup>de</sup> lid van het Energiedecreet (dus de decretale grondslag voor de samenwerking waaraan nu verder invulling gegeven wordt en hierdoor in werking zal kunnen treden) met artikelen 23, 34 en 37 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn te ontwaren.

Blijft echter overeind: de vaststelling dat een uitverkoren energiemarktpartij, in tegenstelling tot elke andere partij, mag samenwerken met de distributienetbeheerders of hun werkmaatschappij in het kader van het leveren van diensten, wat op zich een overduidelijke inbreuk op de non-discriminatieplicht is als vervat in artikel 3.1.14 van het Energiebesluit.

### 2.2.2. Kan Fluvius überhaupt energiediensten leveren?

We stellen vast dat het Energiedecreet nog niet in lijn gebracht werd met die Vierde Elektriciteitsrichtlijn, en meer bepaald artikel 31 (10):

*10. Lidstaten of de door hen aangewezen bevoegde instanties kunnen distributiesysteembeheerders toestaan activiteiten te verrichten anders dan genoemd in deze richtlijn en in Verordening (EU) 2019/943 indien deze activiteiten nodig zijn voor de distributiesysteembeheerders om aan hun verplichtingen krachtens deze richtlijn of Verordening (EU) 2019/943 te voldoen, mits de regulerende instantie tot de noodzaak van een dergelijke afwijking heeft beoordeeld is. Dit lid laat het recht van de distributiesysteembeheerder om netwerken die geen elektriciteitsnetwerken zijn te bezitten, te ontwikkelen, te beheren of te*



*exploiteren onverlet, indien de lidstaat of de aangewezen bevoegde instantie een dergelijk recht heeft verleend.*

Op grond van deze bepaling van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn kan de distributienetbeheerder **enkel andere activiteiten**, naast deze die genoemd zijn in die richtlijn alsook in de Elektriciteitsverordening, verrichten **als deze noodzakelijk zijn**. Die noodzakelijkheid moet door de regulator beoordeeld worden (behoudens wat betreft netwerkactiviteiten).

Conform art. 71 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn moesten de lidstaten de nodige wettelijke en bestuursrechtelijke bepalingen in werking doen treden om uiterlijk op 31 december 2020 aan, onder meer artikel 31, te voldoen. Dit is op heden nog niet het geval.

De levering van energiediensten door de distributienetbeheerders of hun werkmaatschappij, thans in principe verboden art. 4.1.8/1, 1<sup>ste</sup> lid van het Energiedecreet maar in bepaalde gevallen toch toegelaten (art. 4.1.8/1, 2<sup>de</sup> en 3<sup>de</sup> lid), zal later in het licht van de bepalingen ter omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn beoordeeld moeten worden.

De VREG adviseert om de uitvoering, in artikel 3 van voorliggend ontwerpbesluit, van een decretale bepaling die naar alle waarschijnlijkheid beïnvloed zal worden door de nog te realiseren omzetting van artikel 31 (10), van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn, uit te stellen tot na de voormelde omzetting.

## Conclusie

### Flexibiliteit

Samengevat, kunnen de belangrijkste opmerkingen als volgt worden weergegeven:

- De categorie van productie-installaties bij gereserveerde technische flexibiliteit wordt beter **gewijzigd** door de verwijzing naar telecontrole te schrappen en door een vermogensgrens van 1 MVA in te voegen. Hierdoor vallen alle productie-installaties van 1 MVA of hoger onder de categorie van gereserveerde technische flexibiliteit, ongeacht op welk net (distributie- of plaatselijk vervoernet) ze zijn aangesloten. Dit zorgt voor een duidelijkere afbakening en een beter level-playing field voor de productie-installaties.
- Het plaatsen van de categorie van “prosumenten met een uitvallende omvormer” onder gereserveerde technische flexibiliteit valt niet te verenigen met de eisen uit artikel 13 van de Elektriciteitsverordening en wordt daarom beter geschrapt en vervangen door een forfaitaire schadeloosstellingsregeling op het niveau van het Energiedecreet.
- Alle categorieën onder gereserveerde technische flexibiliteit moeten in principe dezelfde vergoeding krijgen, in lijn met de Elektriciteitsverordening, waarbij de vergoeding voldoende hoog dient te zijn om alle gedeelde opbrengsten te omvatten.
- Er mag niet worden voorbij gegaan aan de adviserende bevoegdheid van de VREG binnen het kader van artikel 4.1.17/5 Energiedecreet, door een verdere delegatie in te schrijven naar de minister. Het is de Vlaamse Regering, na advies van de VREG, die de compensatie dient vast te leggen. Verder mag er door het besluit geen invulling worden gegeven aan de delegatie aan de VREG binnen artikel 4.1.17/5 om een invulling te geven aan het begrip “onvoorzienne uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden”.
- Idealiter wordt er nog een datum van inwerkingtreding opgenomen in het Ontwerpbesluit, waarbij een redelijke termijn voor implementatie gelaten wordt.

### Samenwerking Fluvius en Vlaams Energiebedrijf

De VREG adviseert om de uitvoering, in artikel 3 van voorliggend ontwerpbesluit, van een decretale bepaling die naar alle waarschijnlijkheid beïnvloed zal worden door de nog te realiseren omzetting van artikel 31 (10) van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn, uit te stellen tot na de voormelde omzetting.