

VREG

uw gids op de
energiemarkt

Koning Albert II-laan 20 bus 19
1000 BRUSSEL
www.vreg.be

Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 13 juni 2017

met betrekking tot databeheer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving
inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele
Toegang)

ADV-2017-04

Inhoudsopgave

1.	Inleiding	4
2.	Overzicht van het regelgevend kader.....	6
2.1.	Aanleiding van het advies.....	6
2.2.	Regelgevend kader	7
3.	Databeheer en energieoverdracht	9
3.1.	Coördinatie met het federale voorstel.....	9
3.2.	Rechten van de netgebruiker	12
3.3.	Rechten en plichten van de Dienstverlener van Flexibiliteit (FSP).....	12
3.4.	Beheer van de flexibiliteitsgegevens wat betreft de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt	13
3.4.1.	Berekeningen van het settlement voor energieoverdracht (volume)	13
3.4.2.	Beheer van het flexibiliteitstoegangs- en flexibiliteitsactivatieregister	15
3.4.3.	Taken voor beheer van flexibiliteitsgegevens	15
3.5.	Voorwaarden voor het beheer van flexibiliteitsgegevens	17
3.6.	Datastromen bij flexibiliteit.....	17
3.7.	Meters en meetgegevens.....	17
4.	Aansluiting met Flexibele Toegang: een beleidskader voor congestiebeheer met technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden	18
4.1.	Het waarom van aansluitingen met flexibele toegang	18
4.1.1.	Inleiding	18
4.1.2.	Bestaande regelgeving en huidige situatie	19
4.1.3.	Noodzaak voor hervorming, reeds afgelegd traject en opdracht voor simulatiestudie	21
4.2.	Bereik, beleidsopties en beleidsparameters van de studie.....	22
4.2.1.	Beleidsparameters.....	22
4.2.2.	Beleidsopties	24
4.3.	Principes voor een beleidskader voor AmFT	25
4.3.1.	Principe I: AmFT is een systeem van technische flexibiliteit, maar moet compatibel zijn met commerciële flexibiliteit.....	25
4.3.2.	Principe II: Implementatie van beleidsopties C “flexibiliteitskader”	27
4.3.3.	Principe III: Beleidsparameter Cmax als technisch-economisch criterium voor bepaling redelijkheid van de totale aansluitingskost.....	33
4.3.4.	Principes IV, V en VI voor het vergoedingsmechanisme en vastleggen van mechanisme in nieuw regelgevend instrument: OD-Regels	35
4.3.5.	Principe VII: Modulatie mag geen nadelige impact hebben op de evenwichtsverantwoordelijke en de toegangshouder/leverancier	37

4.3.6. AmFT voor nieuwe aansluitingen van productie-installaties	39
4.4. Invloed van de HEB-richtlijn	40
4.5. Rol van vraagrespons bij congestiebeheer	42
5. Voorstellen tot wijziging van het Energiedecreet en volgende stappen.....	44
5.1. Voorstellen omtrent databeheer bij flexibiliteit	44
5.2. Voorstellen omtrent Aansluiting met Flexibele Toegang.....	46
5.2.1. Energiedecreet	46
5.2.2. Energiebesluit.....	50
5.2.3. Regels voor ondersteunende diensten	51
5.2.4. Technische Reglementen	52
6. Bibliografie.....	53
Bijlage I: Implementatie van het centraal settlement model in de Balancing, DA- en ID- elektriciteitsmarkten: visie van de VREG	54
Bijlage II: Invloed van de (toekomstige) Europese Regelgeving en potentiële, toekomstige marktmodellen.....	56

1. Inleiding

Dit advies heeft als doel verdere aanbevelingen te doen aan de beleidsmakers voor een regelgevend kader voor flexibiliteit door te focussen op een aantal specifieke thema's die meer verduidelijking en aanvulling behoeven, namelijk **databeheer bij flexibiliteit** en voorstellen voor regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden om congestieproblemen op te lossen (**Aansluiting met Flexibele Toegang**).

Hoofdstuk 2 gaat dieper in op het bestaand **regelgevend kader** en de **geplande initiatieven** op zowel Europees, federaal als Vlaams niveau. Het bevat ook de **aanleidingen voor dit advies** zoals een aantal nieuwe evoluties.

In **Hoofdstuk 3** bespreken we de nood aan **coördinatie met het federale voorstel** over aanpassingen aan het marktmodel om de energieoverdracht problematiek op te lossen. Zo stellen we onder andere een aantal lichte aanpassingen aan de **definities en basisprincipes** uit eerder advies voor en werken we het **beheer van flexibiliteitsgegevens bij valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt** verder uit voor het **elektriciteitsdistributienet**. Zo is er een **basis nodig** in de **regelgeving** voor de **facilitatie van commerciële flexibiliteit** door de uitvoering van een aantal nieuwe taken voor het beheer en verwerking van flexibiliteitsgegevens door de netbeheerders en de partij die door de Vlaamse Regering wordt aangewezen als gewestelijke databeheerder. Deze partijen zullen ook moeten **overeenkomen** met de partijen die door de federale instanties werden aangewezen voor het beheer en verwerking van de flexibiliteitsgegevens in het kader van de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt. We geven ook een aantal opties over de **rol van de VREG**.

De VREG liet een **simulatiestudie**¹ uitvoeren door een extern studiebureau om na te gaan hoe een **aantal beleidsopties voor Aansluiting met Flexibele Toegang**² en de parameters ervan de verdere **ontwikkeling van HEB en kwalitatieve WKK** kan **beïnvloeden** door een becijfering van de impact van op de maatschappelijke kosten van netintegratie en hoe beleidsparameters onder bepaalde beleidskeuze geoptimaliseerd kunnen worden. Hoofdstuk 4 bevat aanbevelingen hoe de resultaten en conclusies van de studie kunnen geïmplementeerd worden.

Hoofdstuk 4 gaat eerst in op **het waarom** van Aansluiting met Flexibele Toegang, de **noodzaak tot hervorming** van het bestaande systeem en het reeds afgelegde traject. In deel 4.2 bespreken we de **verschillende beleidsopties** en definiëren we de **beleidsparameters**. 4.3 bevat dan de **principes** voor de aanbevelingen met motivering: de keuze voor een systeem van **technische flexibiliteit** dat compatibel moet zijn met een commercieel systeem, de introductie van **beleidsoptie C** (flexibiliteitskader), een **technisch-economisch criterium in €/MWh** voor **bepaling redelijkheid van de totale aansluitingskost**, principes voor het vergoedingsmechanisme, introductie van **regels voor Ondersteunende Diensten** en het principe dat er geen impact mag zijn op de evenwichtsverantwoordelijke of leverancier. Verder bespreken we nog de impact van een bepaling uit de HEB-richtlijn en de rol van **vraagrespon**s bij congestiebeheer.

In hoofdstuk 5 doen we inhoudelijke suggesties voor wijzigingen aan de Vlaamse regelgeving.

¹ Het finaal rapport van deze studie kan gevonden worden op de website van de VREG: http://www.vreg.be/sites/default/files/simulatiestudie_aansluiting_met_flexibele_toegang_externe_publicatie5.pdf

² Voor een uitgebreide introductie van Aansluiting met Flexibele Toegang verwijzen we naar hoofdstuk 4.1 en <http://www.vreg.be/nl/aansluiting-met-flexibele-toegang>

Bijlage I geeft de visie van de VREG op het implementatie van het centraal settlement model in de Balancing, DA- en ID- elektriciteitsmarkten en Bijlage II gaat dieper in op de impact van de voorstellen van de Europese Commissie (pakket “Schone Energie voor alle Europeanen”) op de besproken onderwerpen in hoofdstuk 3 en 4.

2. Overzicht van het regelgevend kader

De VREG bracht in 2016 al een advies³ uit met aanbevelingen voor een kader voor flexibiliteit op het midden-en hoogspanning elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. De aanbevelingen van dit advies blijven geldig, maar het lijkt ons om verschillende redenen noodzakelijk een aanvullend advies uit te brengen dat dieper ingaat op enkele specifieke onderwerpen.

2.1. Aanleiding van het advies

Een aantal initiatieven noodzaken nieuwe aanbevelingen voor een verdere aanpassing van de Vlaamse Regelgeving over databeheer bij flexibiliteit op het distributienet:

- De federale energieregulator CREG bracht in mei 2016 een definitieve versie van zijn **studie⁴ uit met voorstellen voor aanpassingen aan het marktmodel** om de deelname van vraagbeheer aan de elektriciteitsmarkten te bevorderen. Een belangrijke stap werd hier o.a. gezet door een duidelijke keuze voor het oplossen van de problematiek van Energieoverdracht door de introductie van een “centraal settlement model”(zie [ADV-2016-01](#) voor een uitgebreide bespreking van de verschillende modellen).
- De federale wetgever heeft op basis van de studie van de CREG de keuze voor het “centrale settlement” model bevestigd door een **voorstel van een federaal wetsontwerp** voor aanpassing van de elektriciteitswet over opslag en **vraagbeheer**. Een aantal formuleringen in het oorspronkelijk wetsontwerp die ook van toepassing zouden zijn op de elektriciteitsdistributienetgebruikers in Vlaanderen gaven echter aanleiding tot discussie over de organisatie van het flexibiliteitsdatabeheer. De VREG bracht over dit wetsontwerp op vraag van de Vlaamse Minister voor Energie een advies⁵ uit voor het Overlegcomité⁶.
- De Vlaamse Regering bracht een **conceptnota uit over de uitrol van digitale meters** in Vlaanderen. Hierin is er sprake van een oprichting van een gewestelijke databeheerder. De VREG gaf advies⁷ over een kader voor databeheer en datastromen bij de uitrol van digitale meters op vraag van de Vlaamse regering. Er is dan ook een momentum voor aanpassingen aan de regelgeving over databeheer.
- De VREG kreeg ook feedback van verschillende marktpartijen dat een aanpassing van de regelgeving nodig is voor de facilitatie van flexibiliteit, evenals om een duidelijke basis te creëren voor het contractuele kader.

³ ADV-2016-01: Advies met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-electriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen

⁴ Studie over de middelen die moeten worden toegepast om de deelname aan de flexibiliteit van de vraag op de elektriciteitsmarkten in België te bevorderen (CREG, 2016)

⁵ ADV-2017-01: Advies met betrekking tot het voorontwerp van wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, zoals goedgekeurd door de federale regering en geagendeerd op het Overlegcomité

⁶ Orgaan voor overleg, samenwerking en coördinatie tussen de federale overheid, de gemeenschappen en de gewesten.

⁷ Zie ADV-2017-02: advies van de VREG over de conceptnota digitale meters, titel 9 en 10 over databeheerder en datastromen

Het deel over databeheer van het voorliggend advies (Hoofdstuk 3) moet dan ook als een **verdere uitwerking** van “§6.1 Databeheerder en marktfacilitator “ van ADV-2016-01 gezien worden, alsook een **aanvulling** op §5 “algemene principes voor facilitatie van flexibiliteit in de energiemarkt” **gezien een aantal nieuwe ontwikkelingen** in 2017 zoals het initiatief van de Vlaamse Regering over digitale meters en het initiatief van de federale wetgever over vraagflexibiliteit.

Het tweede inhoudelijke deel van dit advies (Hoofdstuk 4) is een eigen initiatief van de VREG met aanbevelingen voor de implementatie in het Energiedecreet van een kader voor technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit om congestieproblemen op te lossen, namelijk Aansluiting met Flexibele Toegang. Het advies is gebaseerd op de simulatiestudie die het studiebureau 3E voor ons uitvoerde.

2.2. Regelgevend kader

Bestaande regelgeving

Voor een overzicht van de bestaande Vlaamse regelgeving verwijzen we naar ADV-2016-01. Een aantal technische bepalingen over flexibiliteit zijn al opgenomen in het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit, maar een algemeen kader ontbreekt. ADV-2016-01 doet dan ook een reeks aanbevelingen zoals een definitie voor flexibiliteit.

Geplande regelgeving: Federale initiatieven

Zoals al vermeld, keurde de federale regering een voorontwerp van wet goed dat onder andere de deelname van vraagflexibiliteit aan elektriciteitsmarkten (Balancing, Intraday en Day-Ahead) wil bevorderen. Dit wetsontwerp ligt nu voor in de kamer⁸.

Nieuwe Europese regelgeving: “Schone energie voor alle Europeanen”

De Europese Commissie heeft in november 2016 een heel pakket van herzieningen van richtlijnen en verordening gelanceerd⁹ ter bespreking in de Europese raad en het Europese parlement. Een belangrijke deel voor flexibiliteit is de herziening (recast) van de richtlijn en verordening voor de organisatie van een Europese interne elektriciteitsmarkt. In deze voorstellen is een aantal bepalingen opgenomen over vraagbeheer en flexibiliteit, die in de lijn liggen met de voorstellen in de studie van de CREG en ons beleidsadvies of zelfs nog veel verder gaan. Deze voorstellen zijn echter nog ter discussie en worden pas verwacht definitieve Europese regelgeving te worden vanaf 2020. Indien echter alle voorstellen in hun huidige vorm worden aangenomen, zal dit voor ingrijpende aanpassingen aan het marktmodel zorgen, alsook een grondige herziening van de regelgeving veroorzaken. Het lijkt ons dan ook prudent om deze voorstellen in de mate van het mogelijke al te analyseren en rekening te houden met hun potentiële invloed. In bijlage II zullen we relevante artikelen vermelden zoals zij voorliggen op datum van dit advies.

⁸<https://www.lachambre.be/kvvcr/showpage.cfm?section=/flwb&language=nl&cfm=/site/wwwcfm/flwb/flwbn.cfm?legislist=legisnr&dossierID=2528>

⁹ Beschikbaar op de website: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

Nood aan bijkomende, gewestelijke regelgeving voor flexibiliteit

Gezien de impact van het federale initiatief op de distributienetgebruikers die hierdoor het recht krijgen om deel te nemen aan de balancing, DA¹⁰ en ID elektriciteitsmarkten, maar ook de gewestelijke bevoegdheden voor het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen lijkt het ons noodzakelijk om een aanvullend kader in Vlaanderen op te zetten dat compatibel is met het federale kader en dat specifieke aandacht schenkt aan het beheer van flexibiliteitsgegevens (databeheer voor flexibiliteit), bescherming van de distributienetgebruikers, rechten en plichten van de dienstverlener van flexibiliteit (FSP)¹¹, samenwerking tussen de netbeheerders over deze data rekening houdend met de impact van de digitale meter en de eventuele creatie van een gewestelijke databeheerder.

¹⁰ Day-Ahead & Intraday

¹¹ Flexibility Service Provider: Engelse term voor een Dienstverlener van Flexibiliteit

3. Databeheer en energieoverdracht

Voor een gedetailleerde bespreking van de problematiek van energieoverdracht, alsook de verschillende mogelijke modellen om dit op te lossen, verwijzen we naar § 4 van ADV-2016-01. De federale regulator en de federale beleidsmakers kozen voor een combinatie van het bilaterale model en het centrale settlement model om het probleem van energieoverdracht op te lossen in de balancing, DA- en ID elektriciteitsmarkten. We verwijzen naar bijlage I voor onze visie op het gekozen model op federaal niveau, alsook voor een verdere analyse en bespreking waarom dit een aanpassing aan het databeheer en de datastromen op het elektriciteitsdistributienet vereist.

3.1. Coördinatie met het federale voorstel

Definities

Voor de samenhang van het regelgevend kader beveelt de VREG aan om de definitie van Energieoverdracht uit het federale voorstel ook over te nemen in de Vlaamse regelgeving:

Energieoverdracht: *een activatie van flexibiliteit met een leverancier en een dienstverlener van flexibiliteit die een afzonderlijke evenwichtsverantwoordelijke hebben en/of een dienstverlener van flexibiliteit die niet hun leverancier is.*

Daarnaast lijkt het, gelet op het federale voorstel, ook aangewezen om de door de VREG in zijn eerder advies (ADV-2016-01) voorgestelde definitie van **Dienstverlener van Flexibiliteit**¹² aan te passen. Een dienstverlener van flexibiliteit kan dan worden beschreven als *elke natuurlijke of rechtspersoon die een of meerdere diensten aanbiedt aan minstens één andere partij gebaseerd op flexibiliteit.*

Verder geeft het federale voorstel enkel een definitie voor vraagflexibiliteit. De VREG is echter van mening dat alle bepalingen ook zouden moeten gelden voor netgebruikers die willen deelnemen met productie-eenheden of opslag. De definitie **van flexibiliteit** die we voorstelden in ADV-2016-01 kan behouden blijven, maar het verschil tussen commerciële en technische flexibiliteit zou best verduidelijkt worden zoals ook beschreven in §4.1. Dit kan door het invoeren van een definitie van **commerciële flexibiliteit**.

Principes

In het advies 2016-01 gaven we aan dat, los van welke aanpassingen er gedaan worden aan het marktmodel om het probleem van Energieoverdracht op te lossen, een aantal basisprincipes in de regelgeving zouden ingevoerd moeten worden, die altijd moeten gerespecteerd worden en die in het algemeen gelden voor flexibiliteit in een georganiseerde energiemarkt. We bevelen nog steeds aan om deze algemene principes op te nemen in de hoogste regelgeving, maar we willen hier nu nog aan toevoegen dat het moet gaan over flexibiliteit in een georganiseerde energiemarkt, aangezien bepaalde vormen van technische flexibiliteit daar niet onder vallen, alsook dat men best spreekt over afnemers en producenten i.p.v. netgebruiker omdat het begrip 'netgebruiker' niet voorkomt in het

¹² Het federale voorstel spreekt over een "aanbieder van flexibiliteitsdiensten". De VREG vindt dit geen goede vertaling van het Engelse begrip "Flexibility Service Provider". Bovendien spreekt de CREG ook over Dienstverlener van Flexibiliteit. Inhoudelijk gaat het echter volledig over dezelfde marktpartij.

Energiedecreet. Een opslageenheid valt ook onder deze principes omdat de huidige definitie van afnemer spreekt over “*elke natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit of aardgas afneemt om te voorzien in zijn eigen behoeftes;*” We veronderstellen dat elke natuurlijke of rechtspersoon die zijn opslageenheid wil inzetten voor flexibiliteit, minstens een gedeelte van zijn elektriciteit afneemt van het net op sommige tijdstippen. Zo zal zelfs een autoproducent zijn elektriciteit afnemen op tijdstippen dat er geen zon is of als zijn productie-installatie niet functioneert, tenzij zij zich ontkoppelen van het net, maar in dat geval kunnen zij ook geen flexibiliteit aanbieden.

Basisprincipes voor flexibiliteit in **een georganiseerde energiemarkt:**

§1 Elke afnemer of producent heeft het recht om deel te nemen aan flexibiliteit of zijn flexibiliteit te valoriseren zonder dat zijn leverancier of de evenwichtsverantwoordelijke van de leverancier zich daartegen kunnen verzetten.

§2 Elke afnemer of producent heeft het recht om zelf dienstverlener van flexibiliteit te worden of zijn dienstverlener van flexibiliteit vrij te kiezen of te veranderen onafhankelijk van zijn elektriciteitsleverancier.

§3 Elke dienstverlener van flexibiliteit moet de evenwichtsverantwoordelijkheid van de activering van flexibiliteit op zich nemen.

§4 De tussenkost van een dienstverlener van flexibiliteit mag niet ten nadele zijn van andere partijen. Dit houdt het volgende in:

4.1. de noodzaak om de evenwichtsperimeter van de oorspronkelijke Evenwichtsverantwoordelijke te corrigeren

4.2. de noodzaak om de elektriciteitsleverancier van de oorspronkelijke netgebruiker financieel te compenseren.

§5 Elke afnemer of producent is de houder van zijn meet- en telgegevens en kan deze vrij doorgeven mits hij hiertoe een mandaat verleent.

§6 De vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige gegevens moet worden gewaarborgd. Elke partij moet gelijk behandeld worden.

De voorgestelde aanpassingen aan het marktmodel respecteren deze basisprincipes en de VREG ondersteunt deze dan ook mits respectering van de bepalingen rond databeheer én het bewaken van de operationele veiligheid (voor meer detail zie bijlage I).

Toezicht en rapportering

De federale wetgever bepaalt in zijn wetsvoorstel, dat voorligt op datum van het advies, het volgende:

“

§ 2. Op voorstel van de netbeheerder legt de Commissie, **na overleg met de bevoegde gewestelijke overheden**, de regels vast voor de organisatie van de energieoverdracht via een aanbieder van flexibiliteitsdiensten.

[...]

1° De principes voor de bepaling van het geactiveerde flexibiliteitsvolume;

2° de principes om het kwartuurnevenwicht te corrigeren dat is ontstaan door de activering van de vraagflexibiliteit door een aanbieder van flexibiliteitsdiensten;

3° de uitwisseling van informatie en gegevens nodig voor de implementatie van de energieoverdracht;

4° de gefaseerde implementatie van de energieoverdracht in de verschillende hoger genoemde markten

“

De VREG denkt dat 1° en 3° een sterke invloed kunnen hebben op de werking van de partij die door de Vlaamse Regering wordt aangewezen voor het beheer van de flexibiliteitsgegevens op het elektriciteitsdistributienet, alsook op de werking van de marktprocessen en datastromen op het distributienet. We vinden het daarom belangrijk om ook toezicht te houden op de regels voor de organisatie van de energieoverdracht bij netgebruikers op het elektriciteitsdistributienet en het

plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Volgens de VREG zijn er verschillende opties om toezicht te houden op punt 1 en 3 van de regels:

- **Optie 1:** De VREG en de federale regulator komen tot een gemeenschappelijke beslissing en stellen dus uniforme regels vast. Dit zou eventueel kunnen via het overlegplatform van de regulatoren (FORBEG). Aangezien hier op vandaag enkel informeel overleg plaatsvindt, moet worden bekeken hoe dat geformaliseerd zou kunnen worden (algemeen of specifiek voor wat de regels voor energieoverdracht (enkel voor het deel uit §2 van de wet) betreft).
- **Optie 2:** De VREG zou de regels voor energieoverdracht zoals bedoeld in §2 van de federale wet ook zelf kunnen goedkeuren. Uiteraard kan het niet het uitgangspunt zijn dat er andere regels gelden voor de verschillende elektriciteitsnetten. Zowel evenwichtsverantwoordelijken als dienstverleners van flexibiliteit kunnen immers portfolio's hebben over heel België, dus moet er gestreefd worden naar uniforme regels.
- **Optie 3:** De VREG zou de regels zoals bedoeld in §2 van de federale wet ook zelf kunnen opstellen na publieke consultatie en belanghebbendenoverleg en dit op basis van overleg of samenwerking bij FORBEG.

De VREG is van mening dat optie 1 de beste en meest efficiënte oplossing is gelet op de nood aan uniformiteit en het noodzakelijke toezicht op het distributienet. De VREG vindt het belangrijk dat de TNB, DNB en de partij die door de Vlaamse Regering wordt aangeduid als gewestelijk databeheerder moeten samenwerken voor het beheer van de flexibiliteitsgegevens voor de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt. Het is dan ook de meest logische keuze dat de regulatoren dit ook doen voor het toezicht.

Op basis van de bepalingen uit art. 3.1.3 1° a)¹³ uit het Energiedecreet menen we voldoende basis te hebben om een rapportering op te zetten.

Regionale, technische regelgeving: bewaken van de operationele veiligheid

De VREG wil benadrukken dat de bepalingen van hoofdstuk 6.3 van ADV-2016-01 over het bewaken van de operationele veiligheid nog altijd geldig blijven, dus ook voor de elektriciteitsmarkten die opgesteld worden:

*“Daarom wil de VREG art. IV.5.4.1 van het TRDE nuanceren door te stellen dat de netbeheerder het recht, maar niet de plicht heeft om voor **elke vorm van Flexibiliteit** tijdelijke limieten te stellen in zijn net onder de volgende voorwaarden:*

- *De limitering kan enkel voor een tijdelijke periode zijn;*
- *De netbeheerder doet dit op een niet-discriminatoire & transparante manier;*
- *De limitering is altijd gebaseerd op duidelijke, technische argumenten die vastgelegd zijn in technische voorschriften die openbaar raadpleegbaar zijn;*
- *De motivatie van de limitering wordt meegedeeld aan de FSP en de netgebruiker;*

Verder wil de VREG benadrukken dat de netgebruiker, de FSP of elke andere partij steeds de mogelijkheid heeft om een klacht in te dienen bij de regulator volgens de standaardprocedure van art. 3.1.4/2 en 3.1.4/3, indien er

¹³ **Citaat:** “Om haar missie waar te maken, vervult de VREG de volgende taken :

1° toezichthoudende en controlerende taken :

a) het toezicht en de controle op de naleving van de bepalingen van titels IV, VI en hoofdstuk I tot en met IV van titel VII van dit decreet, evenals de bijbehorende uitvoeringsbepalingen;”

een vermoeden is van onrechtmatig gebruik van het recht of van het niet respecteren van de procedure door netbeheerder. De regulator heeft hier in de eerste plaats een bemiddelings- en beslechtsrol.”

We zijn van plan om dit mee te nemen in het lopende herzieningstraject van het Technisch Reglement Distributie.

3.2. Rechten van de netgebruiker

De belangrijkste nieuwe rechten voor de distributienetgebruiker (afnemers en producenten) worden best geborgd in de regelgeving. Let wel, deze rechten zijn niet absoluut in die zin dat regels met betrekking tot het bewaken van de operationele veiligheid (zie vorige paragraaf) een impact kunnen hebben.

De VREG ziet volgende basisrechten:

- *Elke afnemer of producent heeft het recht om deel te nemen aan flexibiliteit of zijn flexibiliteit te valoriseren zonder dat zijn leverancier of de evenwichtsverantwoordelijke van de leverancier zich daartegen kunnen verzetten;*
- *Elke afnemer of producent heeft het recht om zelf dienstverlener van flexibiliteit te worden of zijn dienstverlener van flexibiliteit vrij te kiezen of te veranderen onafhankelijk van zijn elektriciteitsleverancier;*
- *Elke afnemer of producent is de houder van zijn meet- en telgegevens en kan deze vrij doorgeven mits hij hiertoe een mandaat verleent.*

De VREG is van mening dat deze basisprincipes en de aanbevelingen uit ADV-2016-01 in het Energiedecreet zouden moeten worden ingeschreven. Op die manier zijn de belangrijkste rechten van de afnemers of producenten afgedekt. Nadere bepalingen met betrekking tot deze rechten kunnen dan worden ingeschreven in het Energiebesluit of het Technisch Reglement, en waar nodig kunnen rechten en plichten contractueel na bijhorend belanghebbendenoverleg en publieke consultatie worden vastgelegd.

3.3. Rechten en plichten van de Dienstverlener van Flexibiliteit (FSP)

Voor de rechten en de plichten van de FSP verwijzen we eerst en vooral naar §4 van ADV-2016-01, waar we reeds een erkenningsprocedure van de FSP voorstellen. Indien men verder de basisprincipes overneemt liggen een aantal plichten van de FSP reeds vast zoals de verantwoordelijkheid voor het evenwicht van de flexibiliteit die hij beheert of het verplicht melden van de activatie van flexibiliteit. Bijkomend zal de FSP aan een aantal contractuele verplichtingen moeten voldoen, indien er sprake is van energieoverdracht op een toegangspunt waar de FSP actief is. De FSP zal ook als marktpartij het recht hebben om deel te nemen aan het belanghebbendenoverleg, alsook in het kader van het databeheer recht hebben om een aantal meetgegevens te ontvangen.

De VREG is van mening dat deze basisprincipes en de aanbevelingen uit ADV-2016-01 in het Energiedecreet zouden moeten worden ingeschreven. Op die manier zijn de belangrijkste rechten en plichten van de FSP afgedekt. Nadere bepalingen met betrekking tot de rechten en plichten van de FSP kunnen worden ingeschreven in het Energiebesluit of het Technisch Reglement en waar nodig contractueel na bijhorend belanghebbendenoverleg en publieke consultatie worden vastgelegd.

3.4. Beheer van de flexibiliteitsgegevens wat betreft de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt

In zijn voorstel voor een marktmodel voor energieoverdracht gaat de CREG in op een aantal zaken zoals het prijsaspect van de energieoverdracht (aan welke prijs moet de energie vergoed worden door de FSP), het volume aspect (hoe wordt “het geleverd flex volume” berekend), de meet-en telaspecten,... De VREG wenst een overzicht te geven van de taken die in het kader van het volumeaspect van de energieoverdracht gebeuren en de meet-en telaspecten.

3.4.1. Berekeningen van het settlement voor energieoverdracht (volume)

De VREG gaat akkoord met de algemene principes van het marktmodel die de CREG voorstelt, maar wil meer in detail bekijken **hoe** voor het **elektriciteitsdistributienet de bepaling van het volume voor de correctie van de perimeter van de oorspronkelijke evenwichtsverantwoordelijke en de compensatie van de leverancier moet gebeuren.**

We onderscheiden voor de bepaling van dit volume 4 taken die achtereenvolgens moeten gebeuren:

a) Keuze en berekening van de referentiecurve (baseline)

Het doel van het gehele settlement (CREG, 2016) bestaat erin bij de leverancier en bij de oorspronkelijke evenwichtsverantwoordelijke de situatie te herstellen zoals deze zou zijn geweest zonder activering van de flexibiliteit van de afnemer of producent door zijn FSP. Om dit in te schatten moet er dus een schatting gemaakt worden van wat de normale afname of injectie van de netgebruiker op het toegangspunt op dat ogenblik zou zijn geweest, indien de activatie niet had plaatsgevonden. Deze schatting noemen we **de baseline of de referentiecurve**. In een eerste fase wordt de referentiecurve berekend per dienstverleningspunt dat deel uitmaakt van de activatie van flexibiliteit.

Er bestaan heel wat verschillende methoden om dit te doen -bijvoorbeeld op basis van historische meetgegevens. We gaan in dit advies echter niet dieper in op wat de beste schattingsmethoden zouden kunnen zijn, aangezien we dat zien als onderdeel van de regels over de organisatie van de energieoverdracht.

Wel willen we aangeven dat **voor het elektriciteitsdistributienet** de VREG van mening is dat:

- Er een standaardberekeningswijze van de referentiecurve wordt voorzien per type technologie of industrieel proces dat deelneemt aan de flexibiliteit en dat veel voorkomt (vb. koelbedrijf, windmolen, productiebedrijf met WKK). Zo creëert men een beperkte lijst van standaardberekeningswijzen waaruit kan gekozen worden. Het komt dan toe aan de partij die werd aangesteld voor het beheer van de flexibiliteitsgegevens om deze lijst:
 - Correct, transparant en non-discriminatoire op te stellen;
 - Up-to-date te houden, alsook innovatieve methoden te introduceren;
 - Aan te passen, indien misbruik van de berekeningswijzen wordt vastgesteld.

De belangrijkste reden waarom we deze werkwijze verkiezen, is **om de haalbaarheid van de implementatie van het marktmodel in het distributienet te behouden**. Specifieke referentiecurves berekenen voor elke type flexibiliteitsproduct lijkt te complex en te duur. Bovendien zijn de marktpartijen vrij om af te wijken van de standaardberekeningen in een

bilaterale overeenkomst, indien zij zouden vinden dat de standaardberekeningen niet volledig overeenstemmen met hun vereisten.

- Voor het laagspanningselektriciteitsdistributienet, de taak van de **berekening van de referentiecurve per individueel punt** best wordt toevertrouwd aan de partij die door de Vlaamse Regering wordt aangewezen als gewestelijke databeheerder gezien deze al ook verantwoordelijk wordt voor het uitlezen van de meetgegevens van de digitale meters.

b) Meting van de werkelijke afname of injectie

De reële meetwaarden worden voor elk meetpunt van de activatie van de FSP voor flexibiliteit op afstand uitgelezen via de hoofdmeter of, indien van toepassing, via de submeteroplossing (zie §3.7) en gevalideerd.

c) Berekening van het geleverde volume per meetpunt

Het geleverde volume stemt overeen met het volume aan flexibiliteit dat de oorspronkelijke afnemer of producent leverde in realiteit. Het wordt berekend als het verschil tussen de referentiecurve en de werkelijke meetwaarden gedurende de activatie per meetpunt van de FSP en per kwartier. Dit geleverde volume gebruikt men zowel voor de correctie van de evenwichtspereimeter van de oorspronkelijke BRP als voor de berekening van de financiële compensatie van de leverancier.

d) Aggregatie en gegevensoverdracht

De meetgegevens en berekeningen voor de facturering moeten dan overgedragen worden volgens het voorstel van de CREG (CREG, 2016):

- Voor elke betrokken FSP worden de geaggregeerde, geleverde volumes gestuurd van de activaties per leverancier per FSP naar zowel de FSP, als de betrokken leverancier;
- Voor elke betrokken FSP worden de geaggregeerde, geleverde volumes gestuurd per oorspronkelijke BRP naar de netbeheerder, naar de FSP, naar zijn evenwichtsverantwoordelijke en naar de betrokken oorspronkelijke BRP; daarna wordt er een ex post nominatie ingestuurd tussen de oorspronkelijke BRP en de BRP van de FSP op de hub van de TNB, voor een volume dat overeenstemt met het geleverde volume;
- De geleverde volumes van de activeringen voor de portefeuille worden naar elke betrokken FSP en naar zijn BRP gestuurd;
- Voor elke activering voeren de BRP van de FSP en de BRP van de aanvrager van de flexibiliteit (FRP) een transactie in op de hub van de TNB voor een volume dat overeenstemt met het bestelde volume.

Om de vertrouwelijkheid te waarborgen, kunnen de leveranciers en de oorspronkelijke BRP's de juiste aard van de meegedeelde gegevens niet nagaan. Om de betrouwbaarheid van de verschaftte gegevens te waarborgen, moet dus een systematische controle van de activiteit van het beheer van de flexibiliteitsgegevens voorzien worden (CREG, 2016).

e) Monitoring

De VREG stelt voor om een taak te voorzien van monitoring om na te gaan of er geen manipulatie of misbruik is van de gegevens nodig om het settlement uit te voeren. Het lijkt ook aangewezen dat

hierover aan de VREG wordt gerapporteerd. Deze rapportering kan voor de VREG volledig analoog aan deze op het federaal niveau, naargelang wat de meest kosten-efficiënte oplossing is.

3.4.2. Beheer van het flexibiliteitstoegangs- en flexibiliteitsactivatieregister

Om voorgenoemde taken te kunnen uitvoeren, alsook om met de gemandateerde marktpartijen meetgegevens en andere gegevens te kunnen delen voor andere taken voor de facilitatie van flexibiliteit moeten ook de volgende taken uitgevoerd worden:

- Beheer van het flexibiliteitstoegangsregister: Het bijhouden voor het toepasselijke elektriciteitsnet welke netgebruikers met welke toegangspunten op het distributienet deelnemen aan flexibiliteit met welke Dienstverlener van flexibiliteit of FSP. Elke erkende FSP zal deze informatie jaarlijks of bij wijziging moeten doorgeven aan de databeheerder.
- Beheer van het flexibiliteitsactivatieregister: Het bijhouden van verschillende parameters van elke activatie van flexibiliteit (duurtijd, geactiveerde toegangspunten, FSP, ...). Elke erkende FSP zal dit moeten doorgeven binnen een vastgelegd tijdsbestek aan de databeheerder. Mogelijk kan het ook efficiënter zijn dat het register bijgehouden wordt door de netbeheerder omdat hij deze informatie ook nodig kan hebben voor operationeel beheer van het elektriciteitsnet, afhankelijk van de concrete organisatie. In elk geval moeten deze gegevens tijdig worden overgemaakt aan de distributienetbeheerder.

We stellen voor om de concrete werking van de datastromen verder uit te werken in de technische reglementen.

3.4.3. Taken voor beheer van flexibiliteitsgegevens

De VREG maakte in § 6.1 van ADV-2016-01 de redenering dat de rol van neutrale, onafhankelijke databeheerder voor de facilitatie van flexibiliteit en meer bepaald het beheer van de flexibiliteitsgegevens wat betreft de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt zoals hierboven beschreven, toekomt **aan de netbeheerder**. Gelet op recente ontwikkelingen moeten we deze mening echter verduidelijken onder andere door aan te geven welke netbeheerder we bedoelen (TNB of DNB).

Zo stelt het wetsontwerp ook als volgt in Art. 19.ter.§2:

“§ 2. Wat betreft het beheer van flexibiliteitsgegevens betreffende de eindafnemers aangesloten op de distributienetten, komt de netbeheerder overeen met de personen die door de bevoegde gewestelijke overheden werden belast met het beheer van de flexibiliteitsgegevens en de meet- en submeetgegevens van de eindafnemers”

De VREG was in ADV-2016-01 van oordeel dat dat de principes van een gekozen model om Energieoverdracht op te lossen op een analoge wijze zou moeten geïmplementeerd worden als het model voor berekening voor allocatie en reconciliatie in de leveranciersmarkt. Hierbij ligt de verantwoordelijkheid voor de berekening van het algemene evenwicht per BRP voor de Belgische regelzone bij de TNB, maar is zijn taak enkel de aggregatie van de berekende energiehoeveelheden per DNB per evenwichtsverantwoordelijke zelf en doet hij voor de andere berekeningen een beroep op de DNB of in de toekomst mogelijks de gewestelijke databeheerder de om energiehoeveelheden

per distributienet te berekenen. Verder legt de Vlaamse regelgeving vast hoe de DNB deze energiehoeveelheden berekent voor het elektriciteitsdistributienet. Een belangrijke zijopmerking is dat dit artikel enkel handelt over de werking van de economische stromen en dat deze volledig los moet staan van de gegevensdeling voor het bewaken van de operationele veiligheid. Zo leggen de Europese netcodes op dat de DNB heel wat gegevens moet delen met de TNB om een goede exploitatie van het net te garanderen met de stijgende hoeveelheid decentrale en/of hernieuwbare productie. Dit is echter voor technische netbeheerdoeleinden en niet voor economische facilitatie van de energiemarkt.

We zijn er nu door voortschrijdend inzicht echter ervan overtuigd **dat de taak van het beheer van de flexibiliteitsgegevens een samenwerking moet zijn** tussen de partijen die door de federale instanties aangewezen werden voor het beheer van de flexibiliteitsgegevens op het transmissienet (de TNB in het federaal wetsvoorstel), **de verantwoordelijke voor berekening van het onevenwicht in de regelzone (de TNB) en de partijen die door de Vlaamse regering voor het beheer van de flexibiliteitsgegevens op het plaatselijk vervoernet en het elektriciteitsdistributienet worden aangeduid.**

De VREG is van oordeel dat **voor het plaatselijk vervoernet** van elektriciteit het beheer van de flexibiliteitgegevens om eenvoud en efficiëntieredenen best analoog gebeurt als op het transmissienet. Met andere woorden dat alle taken voor het beheer van flexibiliteitsgegevens **best worden uitgevoerd door de beheerder van het plaatselijk vervoernet voor de afnemers en producenten aangesloten op dat net.**

Aangezien in de praktijk de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit dezelfde partij is als de transmissienetbeheerder, kan volgens de VREG de werking volledig analoog gebeuren als op het transmissienet.

Voor netgebruikers **op het laagspanningselektriciteitsdistributienet** is het echter noodzakelijk om efficiëntieredenen dat **minstens** bepaalde taken worden uitgevoerd door de partijen die door de Vlaamse Regering werden belast met het databeheer van de digitale meters, zijnde de gewestelijke databeheerder:

- Opstellen van de technische voorschriften van de meetinstrumenten en goedkeuren van de meetinstrumenten;
- Verzamelen, uitlezen en valideren van de meet- en submeetgegevens;
- Berekening van de referentiecurve en het geleverde volume per meetpunt;
- Beheer van het flexibiliteitstoegangsregister.

Voor de andere taken en voor alle taken op het volledige elektriciteitsdistributienet, is het voor de vooral belangrijk dat de samenwerking voor het beheer van flexibiliteitsgegevens tussen beide netbeheerders en/of de gewestelijke databeheerder vooral ten dienste staat van de ontwikkeling van flexibiliteit en gebeurt op de meest efficiënt mogelijke manier en die de laagste techno-economische kost voor de maatschappij geeft in het algemeen.

Deze visie wordt ook ondersteund door de vereniging van Europese energieregulatoren (Council of European Regulators, 2016).

Wat het **laagspanningselektriciteitsdistributienet** betreft, suggereert de VREG om voor het beheer van de flexibiliteitsgegevens in het kader van de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt **een aantal minimumtaken zoals hierboven vermeld toe te wijzen aan de partij die door de Vlaamse Regering wordt aangesteld als gewestelijke databeheerder**, maar om de netbeheerders en/of de gewestelijke databeheerder voor de rest hierover te laten onderhandelen, mits de volgende voorwaarden:

- De samenwerking is verplicht;
- De samenwerking moet vastgelegd worden in de samenwerkingsovereenkomst volgens een aantal principes;
- Deze principes worden verankerd in de regelgeving zoals het bijvoorbeeld het principe van het zoeken naar de meeste techno-economisch efficiënte oplossing en het respecteren van de confidentialiteit;
- De samenwerkingsovereenkomst wordt onder het toezicht van de regulatoren gesteld.

3.5. Voorwaarden voor het beheer van flexibiliteitsgegevens

De VREG gaf al aan dat de databeheerder en marktfacilitator van flexibiliteit moeten voldoen aan een aantal voorwaarden zoals onafhankelijkheid, neutraliteit, vertrouwelijkheid van gegevens, dataveiligheid en transparantie (zie § 6.1 van ADV-2016-01). Via het decreet en het besluit moet ervoor worden gezorgd dat zowel de netbeheerders die taken van beheer van flexibiliteitsgegevens uitvoeren als de gewestelijke databeheerder aan deze voorwaarden moeten voldoen.

3.6. Datastromen bij flexibiliteit

De databeheerder zal flexibiliteit faciliteren onder meer door het aanleveren van meetgegevens en andere gegevens aan de (toekomstige) gemandateerde marktpartijen zoals de dienstverlener van flexibiliteit. Daarnaast zal hij ook moeten overeenkomen met de partijen die door de bevoegde federale instanties belast werden met valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt.

Zo zullen o.a. meetgegevens moeten bezorgd worden aan de dienstverlener van flexibiliteit, maar in het geval van energieoverdracht ook geaggregeerde gegevens aan de betrokken evenwichtsverantwoordelijken en leveranciers. De VREG stelt voor om de gedetailleerde bepalingen over datastromen op te nemen in een apart hoofdstuk over flexibiliteit in de marktcode van het TRDE en het TRPV. Artikel 4.2.1 van het Energiedecreet met betrekking tot de inhoud van de technische reglementen moet dan ook in die zin worden aangevuld.

3.7. Meters en meetgegevens

De meetgegevens waarop de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt, gebaseerd zijn, moeten ofwel afkomstig zijn uit de officiële hoofdmeter van het toegangspunt die ook gebruikt wordt voor de facturatie in de klassieke leveranciersmarkt ofwel uit een energiemarkt faciliterende submeter.

Voor de hoofdmeters gelden de normale bepalingen die reeds vandaag van kracht zijn, voor de voorstellen van de VREG over de energiemarkt faciliterende submeter verwijzen we naar § 2.6 van het advies over de conceptnota (ADV-2017-02).

4. Aansluiting met Flexibele Toegang: een beleidskader voor congestiebeheer met technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden

4.1. Het waarom van aansluitingen met flexibele toegang

4.1.1. Inleiding

De steeds sterkere opkomst van hernieuwbare energiebronnen¹⁴ (HEB) en kwalitatieve warmtekrachtinstallaties ('kwalitatieve WKK'), de stijging van lokale productie, de opkomst van nieuwe technologieën, diensten en spelers zorgen voor een veranderende context in het energielandschap. Deze evolutie van het elektriciteitssysteem van een centraal naar een decentraal georganiseerd systeem heeft zijn gevolgen voor het elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en hun netbeheerders: er is een **verhoogd risico op congestie**¹⁵ en spanningsproblemen, er is minder aansluitingscapaciteit ter beschikking en er zijn veranderende verantwoordelijkheden voor bepaalde actoren.

Deze evolutie zorgt voor een **toegenomen nood aan flexibiliteit** in het distributienet als deel van de oplossing voor de net-gebonden uitdagingen van de hierboven beschreven transitie. In dit advies willen we verder bouwen op het algemene kader voor flexibiliteit dat geschetst werd in het advies uit 2016¹⁶ door voorstellen te doen voor **een kader voor technische flexibiliteit voor het oplossen van congestiebeheer bij decentrale productie-installaties** (HEB en kwalitatieve WKK). In het advies van 2016 onderscheidde we in het algemeen twee vormen van flexibiliteit, i.e.

- **'Commerciële flexibiliteit'**, zijnde 'flexibiliteit waarbij - al dan niet via een derde partij - de deelname vrijwillig is en gebeurt in een georganiseerde energiemarkt met een vrije, commerciële prijs.'
- **'Technische flexibiliteit'**, zijnde 'flexibiliteit waarbij de deelname verplicht is opgelegd door de netbeheerder in het kader van de exploitatie van zijn net, al dan niet met een gereguleerde compensatie.'

Er bestaat reeds een kader voor Aansluiting met Flexibele Toegang (hierna 'AmFT'), in §4.1.2 geven we hier een overzicht van, alsook doen we in §4.1.3 uit de doeken wat de tekortkomingen daarvan zijn. We stelden reeds oplossingen voor, maar we kregen de vraag van de beleidsmakers om deze te kwantificeren in kosten voor de maatschappij, alsook om de impact op de groei van HEB en kwalitatieve WKK te bekijken (§ 4.2). De aanbevelingen van de simulatiestudie worden vertaald naar principes voor een nieuw kader in §4.3. De compatibiliteit van de voorstellen met de bestaande Europese regelgeving bekijken we in § 4.4.

¹⁴ De VREG volgt de definitie voor hernieuwbare energiebronnen van het Energiedecreet: "hernieuwbare niet-fossiele en niet-nucleaire energiebronnen, met name wind, zon, aerothermische, geothermische, hydrothermische energie en energie uit de oceanen, waterkracht, biomassa, stortgas, gas van rioolwaterzuiveringsinstallaties en biogas;" indien de definitie van HEB zou worden aangepast, dan is de VREG van mening dat het kader voor AmFT blijvend geldig zou moeten zijn voor allen die onder de definitie vallen.

¹⁵ Congestie (definitie TRDE): een situatie waarin een element van het net niet alle fysieke stromen kan opvangen zonder de operationele veiligheid in het gevaar te brengen

¹⁶ ADV-2016-01: Advies met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit

Een belangrijke implicatie bij de definitie van technische flexibiliteit is de aanwezigheid van het woord ‘verplicht’. Zowel de Europese regulatoren¹⁷ als denktanks zijn ervan overtuigd dat men eindverbruikers niet kan verplichten om deel te nemen aan flexibiliteit, maar dat het **een vrijwillige keuze** moet zijn. Dit wil zeggen dat vraagbeheer, gedefinieerd als ‘een vorm van flexibiliteit waarbij een afnemer op vrijwillige basis zijn netto-afname opwaarts of neerwaarts aanpast op basis van externe signalen’, altijd als een vorm van commerciële flexibiliteit moet georganiseerd worden, gezien het vrijwillige karakter van vraagbeheer. We gaan dieper in op deze implicaties en wat dit wil zeggen voor de inzet van vraagrespons voor congestiebeheer in §4.5.

4.1.2. Bestaande regelgeving en huidige situatie

Aansluiting met Flexibele Toegang is niet geheel nieuw in de Vlaamse regelgeving. Zo wordt ‘flexibele toegang’ reeds gedefinieerd in de huidige versie van het TRDE als volgt:

“toegang tot het net met aangepaste capaciteitstoekenningscriteria en met de mogelijkheid tot beperking van de toegang in functie van de reeds toegewezen capaciteit of de op netelementen beschikbare capaciteit”

Verder vermeldt artikel III.3.3.25 het volgende¹⁸ over flexibele toegang:

*§1 Afhankelijk van de capaciteit van het elektriciteitsdistributienet wordt de capaciteit toegekend volgens traditionele of, **in geval van een productie-eenheid, volgens flexibele voorwaarden.***

*§2 Een **aansluiting met flexibele toegang** onder normale uitbatingsomstandigheden van het net kan toegestaan worden als het gaat om een aansluiting van een productie-installatie, en **als deze aansluiting conform de standaard vigerende regels geweigerd zou moeten** worden door een **gebrek aan capaciteit omwille van congestie**. Deze flexibele toegang kan in principe enkel tijdelijk toegepast worden in afwachting van de uitvoering van een geplande netversterking. Deze flexibele toegang kan uitzonderlijk, om technisch-economische redenen en mits akkoord van de VREG, definitief toegepast worden.*

De redenering voor het invoeren van deze regelgeving was dat netbeheerders bij een detailstudie voor een aanvraag van aansluiting risicoberekeningen met conservatieve assumpties maken om voor deze aansluitingsaanvraag de aansluitingscapaciteit op elk moment te kunnen garanderen voor de producent. Voor dit laatste zijn volgens deze conservatieve criteria soms echter grote investeringen nodig in het (bovenliggend) elektriciteitsnet of moet de aansluiting zelfs geweigerd worden, terwijl het mogelijks goedkoper zou kunnen zijn voor de netbeheerder(s) om met aangepaste capaciteitscriteria de aansluiting toch uit te voeren. Volgens deze minder conservatieve criteria kan er dan echter in bepaalde uitzonderlijke situaties de aansluitingscapaciteit niet gegarandeerd worden door bijvoorbeeld congestieproblemen en moet de producent afgeregeld worden om deze problemen te vermijden. De netbeheerder heeft hierdoor een instrument in handen om efficiënter in zijn netten te investeren en toch zoveel mogelijk nieuwe productie-eenheden aan te sluiten.

Verder is er ook het artikel III.4.4.3 (aanvullende voorwaarden voor productie-eenheden op het hoogspanningsdistributienet) in het TRDE dat het volgende oplegt:

Voor projecten met een globaal opgesteld productievermogen ≥ 1000 kVA, of voor projecten waar uit de detailstudie blijkt dat in N-1 situaties of bij congestie tijdelijke productiebeperkingen

¹⁷ (ACER/CEER, 2014) (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015) (THINK, 2013)

¹⁸ Het TRPVE heeft een gelijkaardige definitie voor flexibele toegang en vermeldt een gelijkaardig artikel.

noodzakelijk zijn, kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder een telecontrole opleggen aan de producent die de elektriciteitsdistributienetbeheerder in uitzonderlijke uitbatingssomstandigheden van het elektriciteitsdistributienet de mogelijkheid geeft, door middel van een centraal besturingssysteem, productiebepalingen op te leggen op basis van objectieve criteria die contractueel vastgelegd worden.

De mogelijkheid tot telecontrole in N-1 situaties of bij congestie en de bijhorende verplichting van installatie van een telecontrolekast geven het technisch potentieel aan de netbeheerder om deze decentrale eenheden toch in beperkte mate te gaan aansturen. In de praktijk blijkt uit tabel 1 dat **al heel wat productie-installaties op het elektriciteitsdistributienet regelbaar zijn, maar dat er niet veel effectieve afregelingen gebeuren.**

	E-Distributienet (Eandis)	E-Distributienet (Infrax) ¹⁹	Totaal
Aantal afregelingen 2016	24	6	30
Totaal niet-geproduceerde Energie door modulatie 2016 (MWh) ²⁰	1.712	47	1.759

Tabel 1: Afregeling van productie-eenheden in Vlaanderen (bron: opvraging bij Elia en kwaliteitsrapportering aan de VREG)

In het aansluitingscontract van de distributienetbeheerders is er de bijlage 'Modulatie van productie-installaties op bevel van de Distributienetbeheerder' voor nieuwe productie-installaties²¹ die de modaliteiten van bovenstaande artikels verder uitwerkt. In de huidige regelgeving is er geen vergoeding voorzien voor modulatie.

Aantal regelbare productie-installaties op het E-distributienet (2017)	Eandis	Infrax	Totaal
Wind	124	45	169
WKK	156	10	166
PV	90	28	118
WKK op biogas	70	6	76
Andere	26	0	26
Totaal	466	89	555

Tabel 2: Aantal regelbare productie-installaties in 2017 (YTD) per type (bron: Eandis/Infrax)

¹⁹ Initiële cijfers. Deze kunnen nog wijzigen in het definitieve kwaliteitsrapport.

²⁰ De berekeningswijze is het signaal (in % van maximum capaciteit die mag geproduceerd worden) * duurtijd van de modulatie (h) * maximumcapaciteit van de installatie (MW). Dit is waarschijnlijk een overschatting omdat men hierbij geen rekening houdt met de weersomstandigheden. Deze cijfers worden momenteel enkel voor rapportage gebruikt. Bij het opstellen van een methodologie voor een vergoedingsmechanisme moet men een berekeningswijze opstellen die wel rekening houdt met de weersomstandigheden (bijvoorbeeld gegeven de kracht van de wind op een bepaalde dag hoeveel zou de windmolen dan maximum kunnen produceren, dat is niet noodzakelijk de maximum capaciteit van de installatie).

²¹ Zie bijvoorbeeld website Eandis: https://www.eandis.be/sites/eandis/files/documents/elektriciteit_-_modulatie_van_productie-installaties_op_bevel_van_de_distributienetbeheerder.pdf

4.1.3. Noodzaak voor hervorming, reeds afgelegd traject en opdracht voor simulatiestudie

Eerst en vooral vragen sommigen zich af waarom HEB en kwalitatieve WKK überhaupt afgeregeld zouden worden, zo denken zij onder andere dat dit in tegenspraak kan zijn met de Energie-Efficiëntie Richtlijn (hierna "EED") of de Richtlijn voor Hernieuwbare Energie (op dit laatste gaan we dieper in §4.4). In theorie is het inderdaad eerder aangeraden om eerst "grijze" productie-installaties af te regelen om congestieproblemen op te lossen en dan pas over te gaan op andere installaties. **In de praktijk** is de **grote meerderheid** (zie tabel 2) van de **regelbare productie-installaties**²² op het elektriciteitsdistributienet echter **een hernieuwbare energiebron of een kwalitatieve WKK**. Het is verder ook belangrijk om het onderscheid te maken tussen het oplossen van problemen van onevenwicht (waarbij men bronnen kan kiezen over de hele Belgische regelzone) en congestieproblemen (waarbij enkel de bronnen op het lokale net waar het congestieprobleem zich voordoet het kunnen oplossen). Verschillende studies en proefprojecten hebben aangetoond dat 'variabel' maken van HEB en kwalitatieve WKK kan helpen om de kosten voor het netbeheer betaalbaar te houden.

De kritiek op de huidige regelgeving komt ook van de producenten van hernieuwbare energie en kwalitatieve WKK. Volgens hen creëert het huidige kader onzekerheid in de business case van de producent omdat er zowel geen bovengrens is aan de modulatie, alsook geen vergoeding voor de modulatie. Dit zorgt er volgens de producenten voor dat de financiering van projecten moeilijker wordt en dat er opportuniteiten inzake vooral groenestroomproductie worden gemist. Daartegenover staat dat in de praktijk het aantal modulaties om congestieproblemen op te lossen vrij beperkt blijft (zie tabel 1). In aanpassingen aan de regelgeving komt het er dus vooral op aan zekerheden aan de producent te bieden.

De bestaande regelgeving is niet volledig duidelijk en heeft nood aan een bijsturing. Door de huidige en potentiële toename van hernieuwbare energie en kwalitatieve WKK, en de bijhorende potentiële toename van modulatie kan het ontbreken van een concreet kader voor een vergoedingsmechanisme tussen producenten, evenwichtsverantwoordelijken en netbeheerders voor modulatie tot een financieel onzekere situatie leiden. Daarenboven kan een uitgewerkt kader voor AmFT een concreet en kostenefficiënt alternatief bieden voor de noodzakelijke netinvesteringen voor het oplossen van korte termijn congestieproblemen. Het debat rond de invoering van een kader voor AmFT gaat hierbij dan ook breder dan de discussie over een vergoeding voor modulatie: ook de totale kost van de aansluiting van de productie-installatie, de langetermijnvisie voor hernieuwbare energie en de vraag wat maatschappelijk een redelijke investeringskost is voor de netbeheerder staan centraal in deze discussie.

De VREG lanceerde, na opmerkingen van de stakeholders op een eerste voorstel tot aanpassingen eind 2015, een nieuw voorstel in april 2016 dat een aantal principes voorstelt in een beleidskader dat rekening houdt met deze geschetste bredere discussie. Dit voorstel had nog nood aan verfijning van de parameters, op basis van een kwantificering van de impact en de kost voor de maatschappij van de verschillende alternatieven en scenario's. De VREG engageerde het studie bureau 3E voor het uitvoeren van een simulatiestudie. Het doel van deze opdracht was om binnen de geschetste context na te gaan hoe het kader van een AmFT-beleid en de daarin vervatte parameters het netbeheer en de verdere ontwikkeling van HEB en kwalitatieve WKK zal beïnvloeden.

²² Definitie regelbare decentrale productie-installatie: installaties voor productie van elektriciteit, die aangesloten zijn op het elektriciteitsdistributienet met een telecontrolekast

Concreet werd de impact op de groei van HEB en kwalitatieve WKK en de impact op de maatschappelijke kost voor gerelateerde netinvesteringen en/of modulatie gekwantificeerd in functie van de verschillende beleidsopties en mogelijke parameters.

4.2. Bereik, beleidsopties en beleidsparameters van de studie

De simulatiestudie en ook het beleidsadvies van de VREG hebben het volgende bereik:

- Het midden- en hoogspanningselektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in **Vlaanderen**;
- Het gebruik van modulatie van **decentrale productie-installaties** of **flexibele productie** voor het oplossen van congestieproblemen die voorkomen op bovenvermelde netten;
- **Congestie** veroorzaakt door vermogen, i.e. elektrische stroom, en **het beheer ervan**. De regeling van de spanning door het beheer van reactieve energie valt buiten het bereik van de studie;
- **Modulatie**²³, **geen netonderbreking**²⁴
- De huidige tariefstructuur (2016) en tariefmethodologie (2017-2020).

Het finaal rapport van deze studie kan gevonden worden [op de website van de VREG](#).

Het is ook belangrijk om te melden dat enkel de impact van de aansluiting van decentrale productie-installaties, i.e. de totale aansluitingskost op het elektriciteitsnet en modulatie door de netbeheerders, wordt bepaald **indien alle andere externe factoren gelijk blijven**. Mogelijke toekomstige beslissingen op het Europese of federale niveau, de milieuwetgeving, andere initiatieven van de Vlaamse Regering, de evolutie van energieprijzen- en markten kunnen alle een invloed hebben, maar vallen buiten het bereik.

Een belangrijk doel van de simulatiestudie was dan ook om na te gaan **welke van de beleidsopties met welke combinatie van beleidsparameters het beste resultaat oplevert** zijnde een maximaal mogelijk realiseerbare groei van HEB/WKK aan een zo laag mogelijk maatschappelijke kost van netintegratie.

4.2.1. Beleidsparameters

Voor de duidelijkheid citeren we hier de definitie van de verschillende termen en beleidsparameters zoals toegepast in de studie:

²³ In het geval van **modulatie** blijft de netgebruiker over netspanning beschikken ter hoogte van zijn aansluiting, maar kan het injectie- of productievermogen waarover hij kan beschikken, tijdelijk beperkt worden omdat er anders congestie (overbelasting of overschrijding van de spanningsgrenzen) kan optreden in het net.

²⁴ In het geval van **netonderbreking** ziet de netgebruiker geen spanning meer ter hoogte van zijn aansluiting, omdat de verbinding tussen zijn aansluiting en het hoger liggende net verbroken is, door de onbeschikbaarheid van een netelement gelegen tussen het hoger liggende net en de installatie van de netgebruiker. De modaliteiten hiervoor liggen zowel decretaal als contractueel reeds vast.

Definitie totale aansluitingskost of deep connection cost: alle kosten voor aansluiting van de productie-installatie of alle werken bedoeld om de installatie aan het elektriciteitsnet te koppelen, alsook alle noodzakelijke kosten aan het bovenliggende net voor netuitbreiding en /of netversterking. Dit omvat de fysieke lijn van de productie-installatie tot het net, de noodzakelijke kosten om het bestaande elektriciteitsnet uit te breiden of te versterken, de kosten van de netbeheerder van het bovenliggend elektriciteitsnet voor noodzakelijke netuitbreiding en/of netversterking toegekend pro-rata het maximaal productievermogen van de productie-installatie, alsook alle tegemoetkomingen van de netbeheerders in de aansluitingskost conform de gewestelijke regelgeving en alle andere relevante elementen.

- **C = totale 'specifieke ' aansluitingskost NB [EUR/MWh]= (Kost) / (Extra energie)**
 - Kost: Alle kosten die gedragen worden door de netbeheerder (NB) m.b.t. de aansluiting van de productie-installatie op het meest geschikte aansluitingspunt vermeerderd met alle kosten m.b.t. het oplossen van congestieproblemen in alle netten die gedragen worden door de desbetreffende netbeheerders. Dit betreft de kosten van netuitbreidingen en –versterkingen plus de kosten van het bijkomende systeembeheer t.g.v. de aansluiting.
 - Met de **kosten voor aansluiting van de productie-installatie** worden alle werken bedoeld om de installatie te koppelen op het net. De kosten hiervan bevatten de fysieke lijn van de productie-installatie tot het net, exclusief de bijdrage van de producent en de mogelijke noodzakelijke kosten om het bestaande net uit te breiden of te versterken. Deze kost houdt ook de mogelijke tegemoetkoming in van de netbeheerders in de aansluitkost conform Energiebesluit Art 6.4.13 en o.a. de gratis sleuflengte, inclusief kabel op openbare weg voor kwalitatieve WKK's conform het Energiedecreet Art. 7.3.1.
 - Extra energie: Het verschil tussen:
 - De hoeveelheid energie van alle HEB en kwalitatieve WKK-installaties die na de genomen beslissing kan worden gegenereerd, incl. van de installatie wiens aanvraag geëvalueerd wordt,
 - En de hoeveelheid energie van alle HEB en kwalitatieve WKK-installaties die kan worden gegenereerd indien een andere beslissing wordt genomen.
- **'Cmax' of 'redelijkheidslimiet' [€/MWh]** : vaste referentiewaarde waarmee de veronderstelde totale aansluitingskost (in EUR) in verhouding tot de veronderstelde meerwaarde aan energie uit HEB en kwalitatieve WKK (in kWh) vergeleken wordt om te bepalen of deze redelijk is of niet.
- **'Redelijk'** = de veronderstelde kost (in EUR) in verhouding tot de veronderstelde meerwaarde aan energie (in kWh) is lager dan een vooropgestelde limietwaarde (uitgedrukt in EUR per kWh) die geldt als vaste referentie wordt voor alle aansluitingen (Cmax)
- **X** = de onvergoede fractie, uitgedrukt in percentage van het totaal jaarlijks aantal vollasturen van de HEB of kwalitatieve WKK-installatie, **die zonder vergoeding voor de producent jaarlijks gemoduleerd mag worden** gedurende een bepaalde tijd, i.e. Z jaar. Het deel dat de

netbeheerder meer dan X moduleert, moet hij in die periode wel vergoeden volgens de regelgeving. X kan voor elke productie-installatie verschillen en wordt vastgelegd in het aansluitingscontract, maar kan niet hoger zijn dan X_{max} .

- **X_{max}** = maximale X vastgelegd in de regelgeving berekend op basis van het jaarlijks aantal vollasturen van een standaard HEB of kwalitatieve WKK-installatie;
- **Z** = de periode, uitgedrukt in aantal opeenvolgende jaren vanaf het moment van de aansluiting van de productie-installatie, waarin de modulaties lager dan X niet zullen worden vergoed (zoals vastgelegd in het aansluitingscontract). Na Z jaar worden alle modulaties vergoed volgens de vooropgestelde methode.
- **Z_{max}** = Maximale Z vastgelegd in de regelgeving.

4.2.2. Beleidsopties

Door voortschrijdend inzicht en overleg met het studiebureau werd het duidelijk dat er meerdere mogelijke opties zijn voor het AmFT-beleid:

- **Beleidsoptie A (“AS IS”)** vertegenwoordigt het huidige kader waarbij tijdelijke Aansluiting met Flexibele Toegang wordt voorzien in afwachting van de voltooiing van een netversterking door de distributienetbeheerders. De modulaties worden niet vergoed door de netbeheerders.
- **Beleidsoptie B (“Investeringskader”)** is een uitbreiding op optie A, waarbij de **modulaties in afwachting van de voltooiing van netinvestering (waarvan de totale aansluitingskost redelijk is)** worden beperkt in **omvang** (met de introductie van parameter X_{max} , percentage van het totaal jaarlijks aantal vollasturen van de HEB of kwalitatieve WKK-installatie, die zonder vergoeding voor de producent of evenwichtsverantwoordelijke gemoduleerd mag worden) en **in de tijd** (met de introductie van parameter Z_{max} , de maximale duurtijd waarin onvergoede modulatie toegelaten is) en waarbij producenten dus **in sommige gevallen een vergoeding krijgen voor de modulatie**. Ook zal de netbeheerder, wanneer hij de kosten voor een netinvestering **onredelijk** acht, de producent de mogelijkheid geven tot aansluiting mits een **permanente modulatie**. Deze ‘onredelijkheid’ wordt bepaald door de introductie van de referentie-parameter **C_{max}** uitgedrukt in EUR/MWh. → Optie B was het oorspronkelijke voorstel van de VREG uit 2015.
- **Beleidsoptie C (“Flexibiliteitskader”)** is een uitbreiding op optie B, waarbij er een **aansluitingsverplichting van elk project geldt**, maar de netbeheerder is niet langer verplicht zijn net te versterken wanneer de kost van deze netversterking redelijk zou zijn; de **netbeheerder kan optimaliseren tussen zijn net versterken of producenten/ evenwichtsverantwoordelijken blijvend vergoeden voor modulatie**. Optie C kwam tot stand na feedback van verschillende stakeholders op de voorgestelde oplossingen van optie B.

Deze beleidsopties werden vertaald naar een beslissingsalgoritme voor de DNB, als hij een aansluitingsaanvraag krijgt voor een HEB/Kwalitatieve WKK productie-installatie. De beslissingsalgoritmes geven een goede indicatie van dit proces, maar de realiteit is uiteraard complexer, waardoor we in §4.3 enkele bijkomende zaken voorstellen om extreme gevallen uit te sluiten.

Voor een gedetailleerde beschrijving van de beleidsopties verwijzen we naar het finale rapport van de simulatiestudie in bijlage.

4.3. Principes voor een beleidskader voor AmFT

Het studiebureau 3E heeft in het finale rapport van de simulatiestudie op basis van de resultaten van de studie een aantal beleidsaanbevelingen gedaan. In de volgende paragraaf vertaalt de VREG deze aanbevelingen, samen met een aantal andere onderwerpen naar een **set van coherente principes** voor een beleidskader voor Aansluiting met Flexibele Toegang.

4.3.1. Principe I: AmFT is een systeem van technische flexibiliteit, maar moet compatibel zijn met commerciële flexibiliteit

De VREG denkt dat een systeem van commerciële flexibiliteit voor congestiebeheer bij productie-eenheden onder vorm van een energiemarkt, een veiling of een andere aankoopprocedure **in theorie** zeker te prefereren valt boven een systeem van technische flexibiliteit omdat **goed functionerende markten** goedkopere prijzen voor de aangeboden diensten kunnen geven en innovatie bevorderen. Er zijn echter een aantal bedenkingen bij de implementatie van een systeem van commerciële flexibiliteit voor congestiebeheer **op korte termijn** zoals het FEBEG-systeem (FEBEG, 2015):

- Principiële bedenkingen:
 - Congestiebeheer kan enkel plaatselijk opgelost worden (maximum per middenspanningsnet). Energiemarkten voor congestiebeheer op het distributienet zijn daarom meestal zeer lokale markten. In een aantal markten is er dan ook **een risico dat concurrentie moeilijk verloopt** door **overpricing of prijsescalaties** (dure prijzen) als er weinig spelers zijn of een enkele speler die de prijs bepaalt (Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC, 2015).
 - Door het lokale karakter is het zelfs mogelijk dat er helemaal geen geïnteresseerden zijn op een bepaalde plaats. Een **back-up optie** om het congestieprobleem op te lossen zal dus altijd moeten voorzien worden.
- Praktische bedenkingen:
 - In 2016 waren er 30²⁵ afregelingen (zie tabel 1) in Vlaanderen, in 2015 24. Er is een stijgende trend, maar de VREG verwacht dat het **aantal effectieve afregelingen zeker tot 2020 relatief beperkt** zal blijven. Dit is deels te verklaren door dat de netbeheerders bij hun berekeningen voor netdimensionering en aansluiting rekening houden met alle mogelijke situaties van netcalamiteiten die zich kunnen voordoen (N-1) omdat ze een grote impact kunnen hebben als ze die zich voordoen, maar de effectieve kans dat zo iets zich voordoet relatief klein is. We verwachten dat pas bij een groter aandeel HEB/kwalitatieve WKK (horizon 2030) het aantal afregelingen significant zal toenemen.
 - Er is een **implementatiekost** verbonden aan het opzetten en opereren van een commercieel systeem zowel qua resources, als qua IT-kost. Een kosten-batenanalyse moet uitmaken of de kosten van een dergelijk systeem op wegen tegen de baten. Zo haalt de studie aan dat het opzetten van een marktplatform als economisch optimale oplossing slechts gegarandeerd kan worden als er voldoende aanbieders zijn, er

²⁵ Initiële cijfers. Deze kunnen nog wijzigen in het definitieve kwaliteitsrapport 2016.

voldoende vraag is en er voldoende netten zijn waarover de kost voor de implementatie van een marktplatform kan gespreid worden. We denken niet dat dit momenteel het geval is voor Vlaanderen in het algemeen.

De benchmark in de studie verwees echter ook naar een aantal succesvolle proefprojecten van Nederlandse distributienetbeheerder Westland met een marktplatform voor congestiebeheer in een middenspanningsnet **met een hoge concentratie aan WKK's**. De merites van een commercieel systeem zouden er dus mogelijk wel kunnen zijn in een aantal specifieke gevallen **in geconcentreerde middenspannings-elektriciteitsnetten**²⁶.

De VREG ziet het **hervormen van het huidige systeem van technische flexibiliteit van decentrale productie-eenheden** dus als een **betere, eerste stap** op korte termijn dan in te zetten op een volledige omwenteling naar een commercieel systeem waar de kosten, baten, alsook de praktische werking nog onvoldoende bekend zijn. We zien het systeem van technische flexibiliteit eerder als de fall-back optie om uitzonderlijke situaties op te lossen en op korte termijn toch meer HEB/kwalitatieve WKK te kunnen laten aansluiten. Op **lange termijn** is het zeker mogelijk dat een combinatie van opslag, vraagbeheer en decentrale productie ervoor zorgt dat er wel een concurrentiële energiemarkt mogelijk is.

De VREG is daarom van mening dat het systeem van technische flexibiliteit AmFT:

- **Compatibel moet zijn met een systeem van commerciële flexibiliteit** voor congestiebeheer: dit kan gerealiseerd worden door toe te laten dat de decentrale productie-eenheden onder het AmFT-regime deelnemen aan commerciële flexibiliteit zoals balancing of ook congestiebeheer, maar dat zij wel voorrang moeten geven aan een consigne voor AmFT. Het vergoedingsmechanisme voor modulatie in § 4.3.4 wordt dan een bovengrens. De DNB zal er zo toe aangezet worden om te kiezen voor de goedkopere oplossing van commerciële flexibiliteit, indien de productie-eenheid bereid is voor een marktgebaseerde vergoeding te werken die lager is dan de gereguleerde vergoeding of door concurrentie met vraagbeheer (zie § 4.5).
- Een **evaluatiemoment te voorzien** in de regelgeving 4 jaar²⁷ na de invoering van het systeem of vroeger indien het aantal afregelingen (en dus ook de uit te keren vergoeding) substantieel zou toenemen of er geen systeem van commerciële markt zou ingevoerd worden. We zullen dit van nabij opvolgen via rapportering van de netbeheerders.
- Dat de **focus van het onderzoek en uittesten van het potentieel van commerciële systemen** voor congestiebeheer moet liggen op de zogenaamde **geconcentreerde elektriciteitsnetten**: de netten waar vandaag veel meer HEB/WKK is aangesloten dan op een gemiddeld elektriciteitsnet en/of waar men verwacht dat dit nog sterk zal toenemen in de nabije toekomst. Dit kan eventueel door het opzetten van proefprojecten.

Het is in deze optiek dat we voorstellen om enkel de basisprincipes in het decreet te verankeren zoals het recht op compensatie (zie §5), maar de detailuitwerking in de lagere regelgeving en de regels voor Ondersteunende Diensten te laten komen, zodanig dat er een opening wordt gelaten voor een ander systeem dat wel dezelfde basisprincipes heeft, maar op een andere manier

²⁶ 3E definieert geconcentreerde netten als netten waar het aandeel en de groei van HEB/kwalitatieve WKK 6 maal zo hoog ligt als voor een gemiddeld middenspanningsnet in Vlaanderen.

²⁷ Indien de regelgeving in 2017 wordt ingevoerd, dan is dit 2021.

georganiseerd kan worden. Op die manier wordt een opening gelaten voor nieuwe platformen in de toekomst zoals deze gesuggereerd door Febeg (FEBEG, 2015) of de Europese vereniging van netbeheerders (CEDEC, EDSO, ENTSOE, Eurelectric, GEODE, 2015). Deze systemen zijn innovatief en waarschijnlijk noodzakelijk op lange termijn, maar hun implementatiekost is te hoog voor het beperkte congestiebeheer op het Vlaamse distributienet dat tot op vandaag wordt uitgevoerd. Door het systeem van de evaluatie kan dit herbekeken worden, indien de situatie zou veranderen.

De VREG beveelt als principe en als eerste stap in de hervorming van Aansluiting met Flexibele Toegang aan, een systeem van **technische flexibiliteit** voor hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK, maar

- Dat compatibel moet zijn met zowel bestaande, als toekomstige commerciële systemen voor congestiebeheer;
- Dat een evaluatie voorziet na 4 jaar of vroeger als het aantal afregelingen substantieel zou stijgen.

Volgens ons is bovenstaande visie ook niet in tegenspraak is met de (voorlopige) artikels over lokaal congestiebeheer uit het pakket “Schone Energie voor alle Europeanen” (voor bespreking en analyse zie bijlage II). Aansluitend denken we dat het moment van evaluatie dat we voorstellen ongeveer zal samenvallen met de implementatie van het pakket “Schone Energie voor alle Europeanen” in de Vlaamse regelgeving.

4.3.2. Principe II: Implementatie van beleidsopties C “flexibiliteitskader”

Het bepalen van modaliteiten voor aansluiting met flexibele toegang van decentrale productie-installaties is niet eenvoudig, aangezien we proberen een evenwicht te vinden tussen soms tegenstrijdige doelstellingen die reeds in de regelgeving zijn opgenomen:

- Het stimuleren van hernieuwbare energiebronnen en deze zoveel mogelijk elektriciteit te laten produceren met voorrang in aansluiting en toegang voor deze RES tot het distributienet en het plaatselijk vervoersnet;
- De netbeheerder aanmoedigen om zo efficiënt en kostenbesparend mogelijk zijn net te beheren en in zijn net te investeren zonder verlies aan kwaliteit en veiligheid;

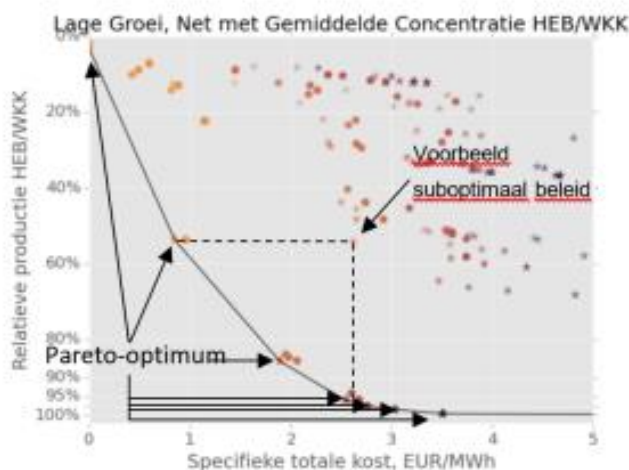
Er moet dus een evenwichtige oplossing worden gezocht waarbij het beste optimum voor de maatschappij wordt gezocht (onder de vorm van een zo laag mogelijke maatschappelijke kost voor de netintegratie) en waarbij de netbeheerder de afweging kan maken om te investeren in zijn net versus een compensatie te betalen aan de producent om af te regelen voor modulatie, terwijl er toch wordt voor gekozen om zoveel mogelijk decentrale productie-eenheden te kunnen aansluiten en een stabiel kader te creëren voor projectontwikkelaars voor financiering van hun business case (maximum aan groei in HEB en kwalitatieve WKK).

Door simulaties te maken voor een referentienet tot horizon 2030 voor alle voorgestelde beleidsopties en combinatie van parameters en dit daarna te veralgemenen voor Vlaanderen, kwam 3E eerst tot een puntenwolk waarop alle mogelijke oplossingen voor elk scenario²⁸ worden afgebeeld. Door in dit oplossingsveld te zoeken naar de combinatie van de doelfuncties voor maximale groei in HEB/kwalitatieve WKK en de minimale maatschappelijke kost voor netintegratie,

²⁸ Een scenario kan bijvoorbeeld verschillen in hoge groei en lage groei van HEB/kwalitatieve WKK.

komt 3E door de optimale oplossingen uit te drukken in een **pareto-front**²⁹. Dit willen zeggen dat er geen absoluut optimum is, maar dat:

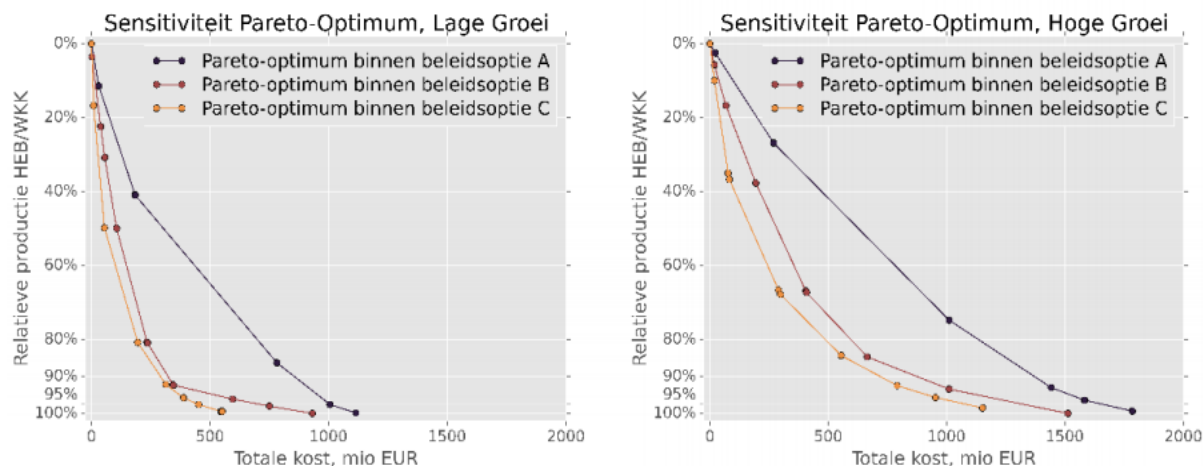
- Bij een vooropgestelde groei aan HEB/kwalitatieve WKK, met de oplossing op het pareto-front (of curve) de minimaal maatschappelijke kost voor netintegratie wordt bekomen; of analoog
- Bij een voorgestelde maatschappelijke kost voor netintegratie wordt met de oplossing op het pareto-front een maximaal aantal HEB/kwalitatieve WKK gerealiseerd.



Figuur 1: Illustratie werking pareto-front (bron: simulatiestudie 3E)

Indien men de pareto-fronten naast elkaar legt (zie figuur 2), is het duidelijk dat zowel bij hoge, als lage groei van HEB en kwalitatieve WKK de **implementatie van beleidsoptie C** betere resultaten oplevert en **meer kostenefficiënt is dan de andere opties** (waaronder de huidige situatie). Het is belangrijk om te beseffen dat we dus niet naar de baten kijken, maar vooral naar de impact van de kosten van een beleidsoptie. Figuur 2 toont dus vooral dat **dezelfde groei van HEB/kwalitatieve WKK op een veel kostenefficiëntere wijze kan bereikt worden dan met de huidige situatie** of door de implementatie van beleidsoptie B, vooral bij een hoge groei van HEB en kwalitatieve WKK. De beleidsaanbeveling uit de studie is dan ook om het flexibiliteitskader van Aansluiting met Flexibele Toegang voor alle nieuwe HEB/kwalitatieve WKK productie-installaties te introduceren. De VREG gaat hiermee akkoord en zal in de rest van deze paragraaf verder bespreken volgens welke principes dit kan omgezet worden in de regelgeving.

²⁹ Voor een uitgebreide beschrijving hoe 3E tot deze curven komt, alsook voor een interpretatie van alle resultaten verwijzen naar het finaal rapport van de simulatiestudie in bijlage. In dit advies focussen we op de aanbevelingen van de studie, niet op de andere opties.



Figuur 2: Pareto-optima per beleidsoptie in Vlaanderen (bron Simulatiestudie 3E)

De **basisprincipes van de beleidsoptie C of 'het flexibiliteitskader'** kan men als volgt samenvatten voor **alle** aansluitingen van **HEB en kwalitatieve WKK** op alle elektriciteitsdistributienetten met een **spanning groter dan 1 kV** en op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen:

- De netbeheerders worden **verplicht om elke nieuwe HEB of kwalitatieve WKK productie-installatie aan te sluiten** met enkel een uitzonderingsprocedure voor zeer extreme gevallen. Voor deze uitzondering moet(en) de netbeheerder(s) een dossier indienen bij de VREG, die zijn goedkeuring moet geven.
- Voor elke aanvraag van aansluiting van productie-installatie (aangesloten op de elektriciteitsnetten met een spanning ≥ 1 kV) maakt de netbeheerder (indien nodig in samenwerking met de netbeheerder van het hoger liggend elektriciteitsnet) een **techno-economische analyse** in de **detailstudie** van de aanvraag die de **'deep connection cost'** of de **'totale aansluitingskost'** berekent om de productie-installatie aan te sluiten, alsook een **aanbeveling over wat de beste keuze is voor de aansluiting van de productie-installatie** aan de hand van een techno-economisch criterium dat toelaat te oordelen of de totale kost redelijk is of niet voor de maatschappij door de kost te vergelijken met de hoeveelheid hernieuwbare energie die extra kan geproduceerd worden door de investering. De netbeheerder maakt hierbij ook een duidelijk verschil tussen de kosten die in ieder geval nodig zijn om aan te sluiten (minimumkost) en de kosten die nodig zijn om een "vaste" aansluiting te garanderen.
- **Elke nieuwe productie-installatie krijgt standaard een aansluitingsvoorstel voor het AmFT-regime aangeboden.** Dat wil zeggen dat de productie-installatie altijd zonder te weigeren kan gemoduleerd worden op bevel van de netbeheerder om een congestieprobleem op te lossen, maar **wat verschilt, is het vergoedingsmechanisme** voor deze modulatie **naar gelang de totale aansluitingskost redelijk is of niet voor de maatschappij**. De producent is uiteraard vrij om te kiezen om in te gaan op dit voorstel of niet.
- Blijvend principe: Modulatie om situaties op te lossen die vallen onder de definitie van overmacht of noodsituatie (definitie TRDE) zijn altijd zonder vergoeding. Dit principe is nu ook al geldig.

- Indien de deep connection cost **als redelijk wordt beschouwd**, dan maakt de netbeheerder vrij de afweging tussen een netinvestering om het congestieprobleem op te lossen of een vergoeding voor modulatie te betalen:
 - **Standaardregime “altijd vergoeding voor modulatie”**: Standaard biedt de netbeheerder aan iedere productie-installatie een **AmFT aan met X=0** zelfs al blijkt uit de detailstudie dat er geen enkel congestie/N-1 probleem is. Dit wil zeggen dat de productie-installatie flexibel aangesloten wordt, maar dat de **netbeheerder elke modulatie om congestieproblemen op te lossen moet vergoeden** met uitzondering van modulatie met als reden noodsituatie en overmacht.
 - Indien de netbeheerder in de detailstudie aantoont dat er een congestieprobleem is, kan de netbeheerder vrij kiezen om dit op te lossen door de netinvestering uit te voeren of een **permanente AmFT met X=0** aan te bieden. In die tweede optie komt men terecht onder de voorwaarden van het standaardregime.
 - **Tijdelijk regime**: Indien de netbeheerder **beslist om de netinvestering uit te voeren**, maar de constructie zal een periode in beslag nemen. In dat geval krijgt de producent een aansluitingsvoorstel waarbij hij **gedurende Z jaar** (= periode voor constructie van de netinvestering) voor **maximum X% van zijn geproduceerde energie per jaar geen vergoeding voor de modulatie zal ontvangen**. Indien de modulatie X overschrijdt, wordt deze wel vergoed. Deze Z en X worden vastgelegd in het origineel aansluitingscontract van de producent en **mogen niet meer bedragen dan een Xmax en een Zmax vastgelegd in de regelgeving**. Indien Z verstreken is en de netinvestering werd niet afgerond, dan komt de productie-installatie in het standaardregime van AmFT met X= 0 terecht.
 - Enkel voor het tijdelijke regime zou dus een X en Z per productie-installatie opgelegd kunnen worden die niet gelijk zijn aan 0. Een goede opvolging van de beslissingen van de netbeheerder om netinvesteringen uit te voeren, de duurtijd van netinvesteringen etc. is hiervoor noodzakelijk om te vermijden dat elke productie-installatie standaard in het tijdelijke regime zou terecht komen. We voorzien hiervoor een grondige herziening van de opvolging van de investeringsplannen.
 - Indien een productie-installatie eerst onder het standaardregime viel (AmFT met X = 0), maar de netbeheerder beslist na een tijd dat de kost voor de modulatie te hoog wordt, kan hij beslissen om alsnog de netinvestering uit te voeren en over te schakelen naar het andere regime. Dit houdt echter wel een aanpassing van het aansluitingscontract in.
- ⇒ De redenering achter dit beslissingsmechanisme is zoals reeds vermeld dat de netbeheerder bij een relatief kleine kost voor de vergoeding voor modulatie zal kiezen voor het standaardregime, maar als de vergoeding te significant wordt, toch de netinvestering zal uitvoeren. Dit komt ook duidelijk naar voor in de observaties van de simulatiestudie. De simulatie toont namelijk duidelijk aan dat netbeheerders **ook onder beleids optie C de nodige investeringen zullen doen**, maar ze zullen **die echter later in de tijd uitvoeren om** een voldoende benutting van nieuwe netinfrastructuur te verzekeren.

- Indien de deep connection kost als **onredelijk wordt** beschouwd, dan heeft de netbeheerder nog steeds een aansluitingsverplichting, maar dan mag hij een **permanent AmFT-Regime** voorstellen met een X gebaseerd op basis van de nodige berekeningen uit de detailstudie van de noodzakelijke modulatie om de congestieproblemen op te lossen. **De waarde van X is in het geval van onredelijkheid niet geplafonneerd in de regelgeving**, bijgevolg zal de noodzakelijke modulatie waarschijnlijk niet vergoed worden door de netbeheerders.

Een belangrijke basisassumptie is dat de detailstudie op basis waarvan de netbeheerder zijn voorstel zal doen voldoende transparant en duidelijk is (mits respectering van de confidentialiteit). De VREG is dan ook van mening dat de detailstudie in de mate van het mogelijke volledig moet gedeeld worden met de producent. Deze vereisten, alsook een aantal aanpassingen aan de procedure van de detailstudie moeten opgenomen worden in de technische reglementen en een nieuwe mededeling. Omdat het dus geen principe is voor de hoogste regelgeving, gaan we hier daarom in dit advies niet dieper in op de kwestie van transparantie en duidelijke procedures, maar zullen we deze grondig bekijken in het advies van de tweede fase omdat dit een belangrijke voorwaarde voor een goedwerkend en veerkrachtig kader is (zie § 5 voor de zienswijze van de VREG van de implementatie in het regelgevend kader).

Het is ook niet de bedoeling van de VREG om elk aansluitingsdossier te gaan opvolgen, zoals dit wel het geval is in Wallonië. Als de procedure en regels voldoende duidelijk zijn en goed verankerd zijn, dan is dit volgens de VREG ook niet nodig. Indien er in bepaalde gevallen toch een vermoeden van fouten of misbruik is, dan kan de producent steeds klacht indienen bij de VREG en wordt er een bemiddelingstraject opgestart zoals reeds nu ook het geval is bij bijvoorbeeld een weigering van een aansluiting. Als deze klacht(en) een misinterpretatie van de regels of fout in de regels zou aantonen en niet een probleem enkel voor het individuele geval, dan zullen we de nodige maatregelen nemen om de regelgeving aan te passen.

De VREG is ook van mening **dat implementatie van beleidsoptie C voor Aansluiting met Flexibele Toegang het meest kosten-efficiënt** voor de maatschappij de gewenste beleidsgroei van HEB en kwalitatieve WKK kan bereiken volgens de simulaties. We raden daarom aan om de **volgende principes** op te nemen in de hoogste regelgeving:

- **Aansluitingsverplichting** van alle nieuwe productie-installaties die op de elektriciteitsdistributienetten >1 kV aangesloten worden en die onder de definitie HEB en kwalitatieve WKK vallen;
- Het deel dat de netbeheerder meer dan X moduleert, moet hij in die periode vergoeden volgens de vooropgestelde methode. X kan voor elke productie-installatie verschillen en wordt vastgelegd in het aansluitingscontract, maar kan niet hoger zijn dan X_{max}.
- Na Z jaar worden alle modulaties vergoed.
- Het 'Tijdelijk Regime' AmFT bevat een X en Z die niet hoger mag zijn dan X_{max} en Z_{max}.

De waarde van X_{max} en Z_{max}

Voor de duidelijkheid herhalen we hier nog eens de definities van X en Z :

De VREG beveelt aan om volgende definities van X en Z op te nemen in de gewestelijke regelgeving:

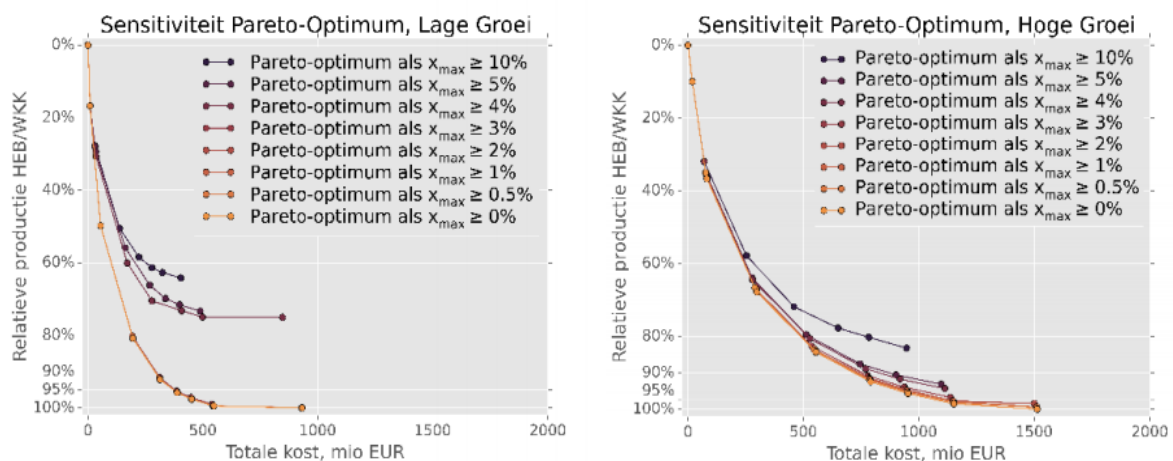
X = Onvergoede fractie, uitgedrukt in percentage van het totaal jaarlijks aantal vollasturen van de hernieuwbare energiebron of kwalitatieve warmtekracht-installatie, **die zonder vergoeding voor de producent gemoduleerd mag worden** gedurende de periode Z

Het deel dat de netbeheerder meer dan X moduleert, moet hij in die periode wel vergoeden volgens de regelgeving. X kan voor elke productie-installatie verschillen en wordt vastgelegd in het aansluitingscontract, maar kan niet hoger zijn dan X_{max} .

Z = De periode, uitgedrukt in aantal opeenvolgende jaren vanaf het moment van de aansluiting van de productie-installatie, waarin de modulaties lager dan X niet zullen worden vergoed (zoals vastgelegd in het aansluitingscontract).

In bovenstaande principes hebben we voorgesteld om voor het tijdelijke regime AmFT (als de beslissing tot netinvestering genomen is door de netbeheerder) een X_{max} en Z_{max} vast te leggen in de regelgeving. Dat wil zeggen dat de X en Z in het aansluitingscontract lager kunnen liggen of gelijk kunnen zijn aan deze X_{max} en Z_{max} , maar niet hoger.

Uit de simulatiestudie blijkt dat de pareto-optima vooral liggen bij resultaten met een lage X_{max} (zie figuur 3) en dat er tot $X_{max} = 0,5\%$ weinig tot geen invloed merkbaar is. Bij grotere waarden van X_{max} zal het optimum opschuiven naar hogere kosten en lagere groei.



Figuur 3: Pareto-optima voor Vlaanderen voor verschillende keuzes van X_{max}

De simulatiestudie toont ook aan dat bij lage waarden voor X_{max} de impact van Z_{max} niet groot is, omdat de verliezen van de producenten beperkt blijven. Het studie bureau raadt aan om de maximale duurtijd Z_{max} te definiëren als de zo kort mogelijke, maar realistische periode waarin de netbeheerder(s) de netinvesteringen uitvoert. De VREG gaat hier gedeeltelijk mee akkoord, maar

stelt uit praktische redenen voor om de formulering nog aan te passen zodat er een uitzondering kan voorzien worden voor zeer zware werken, maar die moet aangevraagd worden bij VREG.

Alhoewel het studiebureau aanbeveelt om elke gemoduleerde MWh te vergoeden in geval van beleids optie C en bijgevolg dus $X_{max}=0$ te nemen ook voor tijdelijke regimes, denken we dat het toch beter is om indien het gaat over gevallen waar de beslissing om in het net te investeren reeds genomen is, toch een lage X_{max} te voorzien. De studie geeft zelfs aan dat de optimale oplossing nagenoeg gehandhaafd blijft onder wijzigende factoren zolang de onvergoede fractie aan modulatie $X_{max} \leq 2,5\%$ en dat er zelf helemaal geen tot zeer lage impact is voor zeer lage X ($\leq 0,5\%$). In onze opinie is dit nodig om een (beperkte) locatieprikkel te voorzien door HEB/kwalitatieve WKK productie-installaties aan te moedigen een aansluitingsaanvraag in te dienen, waar er geen extra netversterking nodig is. Indien zij op deze plaatsen aansluiten, zullen zij een AmFT met $X=0$ en altijd vergoed worden voor modulatie in plaats van AmFT met $X \leq 0,5\%$ (en dus een gedeelte van de modulatie hebben die onvergoed blijft, indien ze aansluiten op een plaats waar een netversterking nodig is en de netbeheerder(s) beslissen deze uit te voeren.

De VREG beveelt aan **Z_{max}** in de regelgeving vast te leggen voor productie-installaties, waarbij de **totale aansluitingskost als redelijk wordt gezien** en waar de netbeheerder de beslissing genomen heeft om de netinvestering uit te voeren, op **het minimum van de periode om de netinvestering uit te voeren en 4 jaar**. Voor zeer uitgebreide dossiers zou de netbeheerder wel een aanvraag voor uitzondering kunnen indienen bij de VREG mits gemotiveerde onderbouwing.

De VREG beveelt de beleidsmakers aan om **voor productie-installaties waarbij de totale aansluitingskost als redelijk wordt beschouwd** en waar de netbeheerder de beslissing genomen heeft om de netinvestering uit te voeren, **voor X_{max} de waarde vast te leggen op 0,5%**.

4.3.3. Principe III: Beleidsparameter C_{max} als technisch-economisch criterium voor bepaling redelijkheid van de totale aansluitingskost

Een van de belangrijkste opdrachten van de simulatiestudie was om een duidelijk criterium te vinden, waarmee kan berekend worden of de maatschappelijke kost van de netintegratie redelijk is of niet.

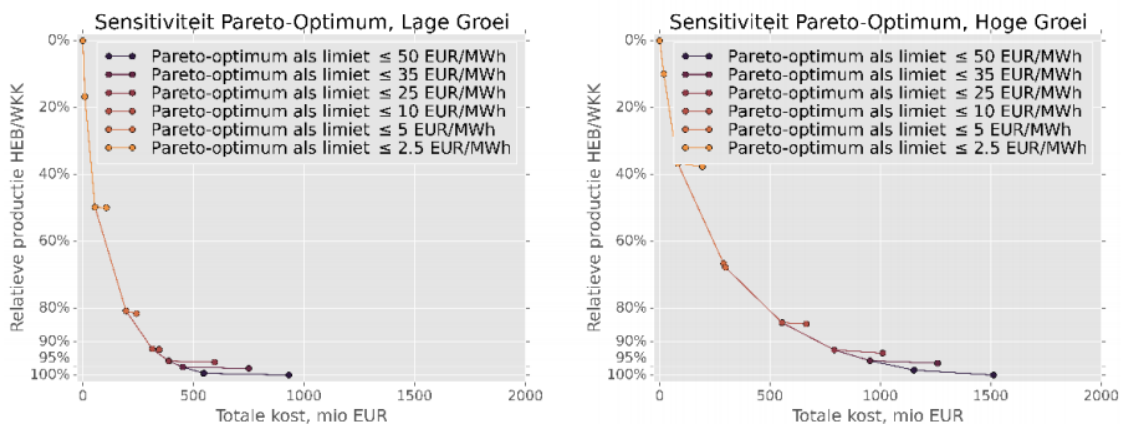
Het voorstel is om dit te doen door de specifieke totale kost C te berekenen en deze te vergelijken met een (marginale) **redelijkheidslimiet C_{max}** . Indien C kleiner of gelijk is aan C_{max} dan is de maatschappelijke kost voor de netintegratie redelijk, indien C groter is dan C_{max} dan is de maatschappelijke kost voor de netintegratie onredelijk.

De **specifieke totale kost C** wordt berekend door de deep connection cost te delen door het aantal **extra** energie uit HEB en kwalitatieve WKK die door de netinvestering kan geproduceerd worden (zowel de energie geproduceerd door de nieuwe productie-installatie(s) over de levensduur van de productie-installatie, als de energie die niet meer moet gemoduleerd worden bij de reeds bestaande installaties over hun resterende levensduur). Door deze afweging te maken van totale kost versus geproduceerde HEB/kwalitatieve WKK energie die er tegenover staat kan men veel juister gaan afwegen en optimaliseren. De assumpties over levensduur en geproduceerde energie voor een bepaalde technologie kunnen analoog genomen worden aan degene die reeds gebruikt worden voor de berekening van de steun.

De VREG beveelt aan om als **criterium voor redelijkheid** een referentiewaarde in te voeren: de **marginale redelijkheidslimiet Cmax**, en deze uit te drukken in **Euro/MWh** en niet in Euro/MW, omdat op deze manier Cmax technologie-neutraal is met betrekking tot de verschillende vollasturen.

De simulatie heeft duidelijk aangetoond dat de beleidsparameter Cmax, veel meer dan de parameters X en Z, de sleutel is voor een maximale groei HEB/WKK aan een zo laag mogelijke netintegratiekost. De waarde voor Cmax is dan ook een echte beleidskeuze afhankelijk van hoeveel hernieuwbare energie uit HEB/kwalitatieve WKK men wil realiseren en de netintegratiekost die daar tegenover mag staan. Zo heeft de simulatie aangetoond dat de laatste procentpunten om een bepaalde vooropgestelde groei te behalen een belangrijke impact op de kosten van het netbeheer hebben. Zoals we in figuur 3 kunnen zien is de **absolute kost om 100 %** (Cmax = 50 €/MWh) van het scenario lage groei te halen bijna **2,5 maal zo hoog** als de absolute kost **om 96% te behalen (Cmax = 25€/MWh)** of zelfs driemaal zo hoog als om 92% te behalen (Cmax = 10€/MWh). Voor **hogere waarden voor Cmax stijgen de netintegratiekosten bijna exponentieel**.

Men kan hogere marginale kosten vermijden door projecten te clusteren, de planning van nieuwe projecten op elkaar af te stemmen etc., bijgevolg zal deze maatregel het clusteren van projecten ook aanmoedigen. Dit komt doordat bij een individuele aanvraag de specifieke totale kost C misschien boven de limiet Cmax zal liggen, maar een cluster van projecten niet doordat **het aantal geproduceerde MWh ook in rekening wordt genomen** (totale aansluitingskost wordt gedeeld door een hoger aantal).



Figuur 4: Pareto-optima voor Vlaanderen voor verschillende redelijkheidslimieten Cmax (bron: simulatiestudie 3E)

3E beveelt een waarde voor Cmax aan van 25 EUR/MWh. Met deze waarde kunnen volgens hen te hoge kosten worden vermeden (zie bespreking exponentiële stijging van de kosten) en kan toch zoveel mogelijk HEB/kwalitatieve WKK worden aangesloten, respectievelijk 96% van het maximum haalbare bij het scenario lage groei en 93% bij het scenario hoge groei. De VREG gaat akkoord met 3E dat de marginale redelijkheidslimiet niet hoger mag gelegd worden dan 25 EUR/MWh, omdat na deze waarde de netintegratiekosten exponentieel te veel toenemen om de extra MW geproduceerde energie uit HEB/Kwalitatieve WKK nog economisch te verantwoorden. De **VREG wil echter ook** aanbrengen dat er ook nog **een pareto-optimum van 10 EUR/MWh is**, waarbij nog steeds 92% van de maximum haalbare groei HEB/WKK wordt gehaald in het lage groei scenario en 84% van het maximum haalbare in het hoge groei scenario. De absolute kosten hiervoor liggen respectievelijk 25,8% en 43,6% lager dan bij een limiet van 25€/MWh.

De VREG raadt de beleidsmakers aan om **sowieso geen marginale redelijkheidslimiet te kiezen die hoger ligt dan 25€/MWh, omdat de totale netintegratiekosten** voor de maatschappij boven deze referentiewaarde te exponentieel stijgen en **economisch niet verantwoord zijn**.

We raden de beleidsmakers aan om **geen marginale redelijkheidslimiet onder de waarde 10 EUR/MWh te kiezen** omdat dan de HEB/kwalitatieve WKK doelstellingen sowieso niet gehaald worden zoals blijkt uit figuur 3.

We vinden het echter een **beleidskeuze** om te bepalen wat de **beste waarde is (25 of 10) voor de redelijkheidslimiet**, omdat het aan het beleid toekomt om die trade-off te maken en niet aan de VREG om te bepalen welke HEB/kwalitatieve WKK doelstelling bereikt moet worden voor horizon 2030.

Op specifieke vraag van de beleidsmakers is de VREG bereid in samenwerking met het studie bureau verder te onderzoeken wat de impact is van de waarden tussen 10 en 25 €/MWh. Deze werden niet bekeken in de scope van de simulatiestudie in bijlage, maar de impact op de maatschappelijke kosten voor de netintegratie en de groei van HEB/kwalitatieve WKK zou door de methodiek van exponentiële regressie afgeleid kunnen worden.

4.3.4. Principes IV, V en VI voor het vergoedingsmechanisme en vastleggen van mechanisme in nieuw regelgevend instrument: OD-Regels

Als basisprincipe wil de VREG aanbrengen dat de beheerder van het kritische element die de reden voor modulatie heeft aangebracht, de vergoeding betaalt. Dit wil zeggen dat, indien de modulatie door een element van de PVN-beheerder of de transmissienetbeheerder veroorzaakt wordt, hij uiteindelijk de vergoeding zal moeten betalen. Het kan echter wel voor de eenvoud als het gaat over een modulatie van een productie-installatie aangesloten op het elektriciteitsdistributienet (maar veroorzaakt door een probleem van een element op een hoger liggend elektriciteitsnet), dat de distributienetbeheerder het consigne voor de modulatie stuurt en in eerste instantie de modulatie vergoedt. Hij krijgt dan echter het recht om deze te recupereren bij de netbeheerder van het bovenliggend net. Deze samenwerking tussen beide moet dan vastgelegd worden in de samenwerkingsovereenkomst tussen netbeheerders volgens de modaliteiten van het technisch reglement terzake.

De VREG beveelt aan om als principe in het Energiedecreet op te nemen dat **de beheerder van het kritische element die de reden voor modulatie heeft aangebracht, de vergoeding voor de modulatie betaalt**. Dit dient dan als basis voor een verdere contractuele uitwerking.

De modulatie heeft een financiële impact op de producent die uit o.a. uit het volgende bestaat:

- **Verlies aan marktwaarde:** de marktwaarde van de verkoop van de elektrische energie die de producent zou geproduceerd hebben zonder dat de modulatie plaatsvond.
- **Verlies aan steun:** de minimumwaarde van de steun toegekend op basis van de elektrische energie die de producent zou geproduceerd hebben zonder dat de modulatie plaatsvond (GSC/WKC) en de garanties van oorsprong

- **Verlies door minder back-up warmte**, maar winst door bespaarde brandstof (kwalitatieve WKK)

Bijgevolg moet de vergoeding gebaseerd worden op de netto-inkomsten die de producent niet ontvangen heeft en die veroorzaakt worden door de modulatie. Deze netto-inkomsten moeten dus berekend worden voor de gemoduleerde energie op basis van een schatting van de niet-geproduceerde energie (MWh). Uit de benchmark van de studie blijkt dat dit best **op basis van de niet-geproduceerde energie** en niet op basis van de niet-geïnjecteerde energie gebeurt:

Zowel Duitsland, Nederland, Ierland als Denemarken hebben een vergoedingsmechanisme voor modulatie gebaseerd op de niet-geproduceerde energie.

- Door gebruik te maken van niet-geproduceerde energie vermijdt men 'windfall profits'. Netgebruikers die zowel een productie-installatie als een flexibele afname hebben, zouden indien hun vergoeding via niet-geïnjecteerde energie zou berekend worden, immers tweemaal kunnen vergoed worden voor hun groene productie door afname te vermeerderen in plaats van hun productie aan te passen aangezien de berekening van de GSC/WKC gebeurt op basis van een submeter die enkel de geproduceerde energie van de productie-installatie meet.
- Indien er geen subsidiemechanisme meer zou zijn, dat men dan wel kan overstappen op een vergoeding gebaseerd op flexibele injectie en raden dit zelfs aan voor een systeem waar vraagbeheer ook zou deelnemen.

In de benchmark stelt ook voor dit te doen door op basis van modellen die reeds gebruikt worden in Duitsland door het verschil te nemen tussen een referentieprofiel en het maximum van het gemeten vermogen en het gevraagde vermogen van de modulatie. Het referentieprofiel kan gebaseerd zijn op historische meetgegevens, het laatst gemeten kwartiervermogen voor de start van de modulatie of complexere berekeningswijzen specifiek per technologie. Een gedetailleerde bespreking van deze berekeningswijzen zou voor dit advies te ver leiden, maar we stellen voor om de detailberekening vast te leggen in de regels voor Ondersteunende Diensten. Deze regels zouden door de VREG moeten worden goedgekeurd.

Het studiebureau 3E beveelt verder aan dat een vergoedingsmechanisme voor modulatie:

- Zo eenvoudig mogelijk moet gehouden worden
- Dat het marktconform moet zijn
- Dat het een compensatie moet bevatten voor de niet uitgekeerde steun en de verloren garanties van oorsprong

In de studie staan er ook concrete aanbevelingen voor de uitwerking van de details van het vergoedingsmechanisme, maar lijkt het ons aangewezen dat in het Energiedecreet enkel de principes waaraan het vergoedingsmechanisme moet voldoen worden opgenomen. Naar voorbeeld van ervaringen in Wallonië denken we dat berekeningswijzen of een aantal modaliteiten (bijvoorbeeld of de vergoeding wordt uitgekeerd aan de evenwichtsverantwoordelijke of aan de producent) door voortschrijdend inzicht of ervaringen uit de praktijk snel kunnen veranderen of nood hebben om bijgesteld te worden en dat een aanpassing van het Energiedecreet of het Energiebesluit een te lang proces zou zijn om snel te kunnen ingrijpen voor deze bijstellingen. Hoewel de technische reglementen hiervoor een oplossing kunnen bieden, zijn deze beperkt tot technische voorwaarden en bepalingen over een financiële vergoeding vallen hier in principe niet onder.

Bijgevolg denken we dat de creatie van een nieuw regelgevend instrument analoog aan de balancing regels en het Belpex marktreglement op federaal niveau het meest aangewezen zou zijn om de detailmodaliteiten vast te leggen voor een vergoedingsmechanisme, maar dat deze modaliteiten wel moeten voldoen aan de principes vastgelegd in de hogere regelgeving. We willen verwijzen naar §7 van ADV-2016-01 waarvoor we al suggereerden om de Ondersteunende Diensten Regels te creëren als instrument tussen de hogere regelgeving en het contractueel kader voor economische bepalingen. De definitie van een Ondersteunende Dienst voor de DNB in het Technisch Reglement omvat de volgende zaken:

- De regeling van de spanning en van het reactief vermogen,
- De compensatie van de netverliezen,
- De toegang tot de netten waarmee het elektriciteitsdistributienet van de elektriciteitsdistributienetbeheerder gekoppeld is,
- Congestiebeheer.

Aangezien AmFT een vorm van technische flexibiliteit is om aan congestiebeheer te doen valt het onder deze definitie en kunnen de details van de modaliteiten (ook de financiële) opgenomen worden in de OD Regels.

We stellen ook voor om de procedures en termijnen voor opstelling en wijziging van de regels voor de Ondersteunende Diensten vast te leggen in de technische reglementen.

Indien de Vlaamse Regering deze suggesties van de VREG genegen is, zullen we in een tweede fase in een bijkomend beleidsadvies dieper ingaan op een eerste voorstel voor de modaliteiten van een vergoedingsmechanisme, alsook de netbeheerders te vragen om een eerste draft voorstel uit te werken van deze ondersteunende diensten regels om het overleg met de belanghebbenden op gang te trekken, zodat de regels snel kunnen opgesteld worden eenmaal de bepalingen uit het Energiedecreet van kracht worden.

De VREG beveelt aan om als principes in het Energiedecreet op te nemen dat het vergoedingsmechanisme voor modulatie:

- Gebaseerd moet zijn op de berekeningswijze voor de **niet-geproduceerde energie** of een schatting van de energie die de producent zou geproduceerd hebben, indien de modulatie niet had plaatsgevonden;
- **Marktconform** moet zijn en minstens een **compensatie voor de minimumwaarde van de verloren steun en markwaarde van de garanties van oorsprong** moet bevatten;

en dat de details en modaliteiten **transparant, evenwichtig en niet discriminatoir** worden **vastgelegd in de Regels voor Ondersteunende Diensten** door de VREG op voorstel van de netbeheerders (samenwerking van de DNB's en PVN-beheerder) en na raadpleging via een publieke consultatie van de producenten en andere belanghebbenden zoals reeds beschreven in §7 van ADV-2016-01.

4.3.5. Principe VII: Modulatie mag geen nadelige impact hebben op de evenwichtsverantwoordelijke en de toegangshouder/leverancier

Een belangrijk principe voor alle vormen van flexibiliteit, en dus ook AmFT, is dat de activatie van (technische) flexibiliteit (hier modulatie) geen **nadelige** impact mag hebben op derde partijen zoals

de evenwichtsverantwoordelijke (BRP) en de toegangshouder. De partij die in het geval van modulatie de opdracht geeft voor de activatie van de flexibiliteit is weliswaar geen dienstverlener van flexibiliteit (FSP), maar de netbeheerder zelf. Er blijft echter wel een impact op de evenwichtsverantwoordelijke en de toegangshouder, indien deze niet op de hoogte zijn van de activatie, maar de kwestie dat de ARP mogelijk een concurrent is van de FSP, is hier niet geldig. M.a.w. stelt het probleem van Energieoverdracht zich nog altijd, maar aangezien AmFT een systeem van technische flexibiliteit is, is de issue van commerciële vertrouwelijkheid van gegevens niet van belang bij de keuze van systeem om het probleem van Energieoverdracht op te lossen, dus kunnen er ook andere oplossingen gekozen worden dan het centrale settlement model³⁰.

Deze problematiek kan op verschillende manieren opgelost worden voor AmFT:

- Het corrigeren van de perimeter van de evenwichtsverantwoordelijke en leverancier door toepassen van het lokaal settlement model – double billing³¹;
- Het implementeren van een redispatching model door de DNB/PVN-beheerder waarbij de netbeheerder die het bevel voor de modulatie geeft, zelf flexibiliteit aankoopt op een andere plaats om de modulatie te counterbalanceren;
- Andere innovatieve modellen.

Het corrigeren van de perimeter van de BRP houdt ook in dat er geen vergoeding voor de marktwaarde wordt uitgekeerd aan de producent, aangezien er geen dubbele vergoeding kan betaald worden. Dit veronderstelt dat de BRP en de producent in hun bilaterale, commerciële overeenkomst afspreken hoe ze dit zullen settlen onder elkaar (dit geldt weliswaar enkel voor het marktwaarde gedeelte van de vergoeding, niet voor de compensatie voor de verloren steun, GO's of baten onder vorm van besparingen). De volledige analyse over wat het beste model is om dit in de praktijk uit te voeren, alsook wat de meest kosten-efficiënte oplossing is vraagt nog wat studiewerk, en analyse van de netbeheerders (en ook de VREG). De VREG denkt daarom dat het instrument van de Ondersteunende Diensten Regels het meest geschikt is om de modaliteiten vast te leggen, omdat deze voldoende flexibiliteit biedt, maar toch een garantie van regulatorisch toezicht en consultatie van belanghebbenden verzekert.

Verder is het ook noodzakelijk dat ook al wordt de nadelige impact geneutraliseerd achteraf, de evenwichtsverantwoordelijke ook zo snel als mogelijk na de start van de modulatie op de hoogte wordt gebracht zodanig dat hij niet zou counterbalanceren als dat niet nodig is. Hiervoor is er reeds een algemene bepaling opgenomen in het Energiedecreet onder artikel 4.1.22/1, maar de concrete modaliteiten hiervan zouden verder moeten gespecificeerd worden in het Energiebesluit (zie § 5).

³⁰ Voor een beschrijving van de verschillende mogelijke modellen verwijzen we naar §5 van ADV-2016-01

³¹ Zoals dit reeds vandaag wordt toegepast in bepaalde flexibiliteitsproducten van de transmissienetbeheerder. Voor een verdere beschrijving verwijzen we naar ADV-2016-01

De VREG raadt aan om als **principe** in het Energiedecreet op te nemen dat **een modulatie geen nadelige impact mag hebben op de evenwichtsverantwoordelijke of de toegangshouder**, maar de concrete uitwerking van de modaliteiten te beschrijven in de Ondersteunende Diensten Regels, en in het contractuele kader zoals het ARP-contract omdat het model om dit te doen en de meest kosten-efficiënte oplossing door toekomstige ontwikkelingen snel kunnen evolueren.

Aansluiting met Flexibele Toegang valt ook onder de reeds opgenomen bepaling dat de evenwichtsverantwoordelijken onmiddellijk van een beperking op de hoogte moeten gebracht worden. De modaliteiten hoe dit best gebeurt moeten verder vastgelegd worden in het Energiebesluit.

4.3.6. AmFT voor nieuwe aansluitingen van productie-installaties

Een Aansluiting met Flexibele Toegang wordt aangeboden aan:

- Alle **nieuwe** aansluitingen van productie-installaties van zodra de nieuwe regelgeving van kracht wordt;
- Alle **bestaande** aansluitingen die een substantiële modernisering ondergaan zoals gedefinieerd in de Europese netcode RfG.

Op basis van de benchmark blijkt dat het best is om in het algemeen de nieuwe regelgeving **niet** retroactief toe te passen (dus voor alle bestaande installaties die onder telecontrole vallen, maar waar geen beslissing tot bijkomende netinvestering genomen werd):

- In de benchmark werd dit enkel retroactief ingevoerd in Ierland en dat was voor redenen van systeemveiligheid, niet van congestie.
- Het invoeren van vergoedingen voor bestaande productie-installaties is te vermijden omdat deze zouden kunnen leiden tot windfall profits. De ontwikkelaar van de productie-installatie heeft immers zijn business case reeds gemaakt en als daaruit blijkt dat toch voldoende rendement kan gehaald worden ondanks de flexibele netkoppeling dan zijn bijkomende vergoedingen niet nodig.

Indien bestaande productie-installaties onder artikel III.3.3.25 van het TRDE (of de overeenkomende artikels van het TRPV) vallen, moet onderzocht worden of het nodig is om een overgangsregime te creëren, **indien de beslissing tot netinvestering reeds genomen is**. Dit zou dan willen zeggen dat van zodra de nieuwe regelgeving van kracht is, zij zouden kunnen geëvalueerd worden volgens de nieuwe regelgeving wat dan eventueel zal leiden tot een herziening van hun aansluitingscontract. Deze producenten zouden hier echter niet toe verplicht mogen worden, maar krijgen op die manier wel het recht om gebruik te maken van het potentieel overgangsregime.

De VREG beveelt aan om de nieuwe regelgeving enkel van toepassing te laten zijn op nieuwe productie-installaties of bestaande productie-installaties die een significante modernisering ondergaan volgens de definitie van de netcode RfG Art. 4. Er moet onderzocht of een overgangsregime van toepassing moet zijn voor bestaande productie-installaties die vallen artikel III.3.3.25 van het TRDE en de overeenkomende artikels van het TRPV.

4.4. Invloed van de HEB-richtlijn

De voorschriften in Artikel 16.2 van de Europese Hernieuwbare Energierichtlijn ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en de verschillende artikels in het TRDE/TRPV verplichten de netbeheerders om altijd prioriteit aan hernieuwbare energie te geven in de toegang tot het net. Sommige stakeholders vroegen zich af of de voorstellen over aansluiting met flexibele toegang hier wel mee in lijn zijn:

Art.16 Toegang tot en beheer van de netwerken

[...]

2. Met inachtneming van de voorschriften inzake de instandhouding van de betrouwbaarheid en veiligheid van het net, die gebaseerd zijn op transparante, niet-discriminerende door de bevoegde nationale autoriteiten vastgestelde criteria:

- a) zien de lidstaten erop toe dat beheerders van transmissie- en distributiesystemen op hun grondgebied de transmissie en distributie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen garanderen;
- b) zorgen de lidstaten er tevens voor **dat elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen voorrang heeft op dan wel gewaarborgde toegang krijgt tot het net;**

[...]

De VREG liet een juridische analyse uitvoeren en hieruit blijkt dat alle productie-installaties, ongeacht de energiebron, kunnen worden afgeregeld:

- Om de operationele veiligheid te bewaren (operationele veiligheid primeert op de voorrangregel). In het bewuste artikel wordt dat verwoord als “instandhouding van de betrouwbaarheid en veiligheid van het net”;
- In een commercieel systeem (als ze er zelf voor kiezen).

Bovendien kunnen de principes voor aansluiting met flexibele toegang volgens het juridisch advies gezien worden als **een maatregel om de aansluiting van HEB/kwalitatieve WKK³² te bevorderen** aan de meest gunstige voorwaarden en vooral **als het alternatief een weigering van aansluiting zou zijn** of een economisch onverantwoorde investering.

Dit wil bijgevolg ook zeggen dat de hierboven voorgestelde principes in lijn zijn met de huidige versie van de HEB-richtlijn:

- Indien het Aansluiting met Flexibele Toegang-regime (met een gereguleerde compensatie) enkel geldig is voor HEB en kwalitatieve WKK. Dit wil zeggen dat de oude regels geldig blijven voor productie-installaties die hier niet onder vallen. Het AmFT-regime wordt dan gezien als een middel om HEB/kwalitatieve WKK te bevorderen aan een lagere maatschappelijke kost. Dit blijkt ook duidelijk het geval uit de simulatiestudie (zie § 4.3)
- Indien in de **activatievolgorde voor modulatie, indien er meerdere bronnen beschikbaar zijn, hernieuwbare energie altijd als laatste wordt afgeregeld.**

De voorstellen van de Europese Commissie voor het pakket “Schone Energie voor alle Europeanen”

³² De Energie Efficiënte Richtlijn (2012/27/EU) heeft gelijkaardige bepalingen voor hoogrenderende warmtekrachtkoppeling in Art. 15.5

bevatten echter ook een herziening van de HEB-richtlijn, waar **artikel 16 wordt geschrapt en dit vanaf 2021**. Dit is omdat de Europese Commissie HEB wil laten deelnemen aan de markt en een level-playing field wil creëren voor alle energiebronnen in deze markt. Er is momenteel een **stevige discussie** gaande in het Europese parlement en de Europese Raad hieromtrent, **waarvan de uitkomst ver van vastligt**. Men moet echter wel bemerken dat er toch een aantal elementen van de voorrang zijn hernomen in Art. 12.5 van het voorstel voor herziening van de Elektriciteit-Verordening (zie bijlage II) voor niet-markt gebaseerde beperkingen (curtailment) waar het systeem van Aansluiting met Flexibele Toegang zou onder vallen. Ook dit is zeker nog niet definitief.

De VREG is echter wel van mening dat de activatievolgorde voor modulatie **in ieder geval** moet rekening houden met de volgende principes:

- De voorrang van toegang tot het net voor energie uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (dit wordt zowel in de oude HEB-richtlijn als in het nieuwe voorstel vermeld).
- De techno-economisch meest verantwoorde decentrale productie-eenheid wordt eerst afgeregeld in de mate dat dit niet in strijd is met het voorgaande principe.
- Het oplossen van congestiebeheer met technische flexibiliteit is een uitzonderlijke maatregel van 'last resort', als er (lokaal) geen andere opties meer beschikbaar zijn om het probleem op te lossen. Bijgevolg moet het **modulatiesignaal altijd voorrang krijgen op andere vormen van flexibiliteit**, waar de productie-installatie ook zou aan deelnemen, zoals flexibiliteitsproducten voor balancing, omdat deze producten niet lokaal zijn en dus ook een andere bron van flexibiliteit kunnen aanspreken in een andere locatie.

Aangezien het echter niet duidelijk is hoelang de huidige Europese regels nog zullen geldig zijn, noch hoe de nieuwe regels er exact zullen uitzien, stellen we voor om pragmatisch in de Vlaamse Regelgeving enige flexibiliteit op te nemen door te stellen dat:

- Netbeheerders **samen** duidelijke regels rond activatievolgorde van decentrale productie-eenheden uitwerken die rekening houden met de bovenvermelde principes.
- Dat deze regels voor decentrale productie-eenheden aangesloten op het distributienet en het plaatselijk vervoernet worden opgenomen in de OD regels en/of de technische reglementen. Hiervoor is ook een aanpassing van de samenwerkingscode en waarschijnlijk de samenwerkingsovereenkomst nodig.

De activatievolgorde beschreven in de OD-regels zal in ieder geval moeten voldoen aan de op dat moment geldende Europese regels, maar op die manier laat de regelgeving ruimte om zowel de huidige, als de potentiële regels toe te passen en toch duidelijkheid te scheppen voor de producenten.

Volgens een juridische analyse voldoen de huidige voorstellen van AmFT aan de bepalingen van art. 16.2 van de HEB-richtlijn, indien de voorrang van HEB wordt meegenomen in de principes van activatievolgorde. De verandering van de regelgeving ligt voor in het pakket “Schone Energie voor alle Europeanen”, maar is nog niet definitief (zie bijlage II).

De VREG stelt daarom voor om pragmatisch in de regelgeving op te nemen dat de netbeheerders samen duidelijke regels voor de **activatievolgorde bij modulatie opstellen in de Ondersteunende Diensten Regels**, maar hierbij rekening dienen te houden met **techno-economische criteria** en de geldende **regels omtrent voorrang van hernieuwbare energie**.

Alsook beveelt de VREG aan om toe te voegen dat een activatie van modulatie voor het oplossen van congestiebeheer **in het AmFT-regime** altijd voorrang heeft op andere producten van flexibiliteit van dezelfde productie-installatie en dit vanwege het lokale aspect.

4.5. Rol van vraagrespons bij congestiebeheer

In de studie was er ook een kwalitatieve analyse over de rol die vraagbeheer zou kunnen spelen. Wij definiëren vraagbeheer eerder als “een vorm van flexibiliteit waarbij een afnemer **op vrijwillige basis** zijn netto-afname opwaarts of neerwaarts aanpast op basis van externe signalen” (VREG, 2016). Een belangrijke implicatie bij de definitie van vraagbeheer is de aanwezigheid van het woord vrijwillig. Zowel de Europese regulatoren (ACER/CEER, 2014) als de denktanks (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015) (THINK, 2013) zijn ervan overtuigd dat **men eindverbruikers niet kan verplichten om deel te nemen aan flexibiliteit**, maar dat het een vrijwillige keuze moet zijn. Bijgevolg is het verplichte karakter van Aansluiting met Flexibele Toegang niet compatibel met het vrijwillige karakter van vraagbeheer.

Daarentegen kan potentieel onder een aantal voorwaarden de realisatie van een geïntegreerde markt van HEB, kwalitatieve WKK en vraagbeheer zorgen voor een nog lagere kost van de netintegratie, indien de netbeheerders het inzetten van al deze bronnen naast elkaar kunnen gebruiken. Het pakket “Schone Energie voor alle Europeanen” voegt hier ook nog energieopslag aan toe (zie bijlage). Bijgevolg concludeert de studie dat om **vraagbeheer of vraagrespons te laten deelnemen** aan de levering van flexibiliteit voor congestiebeheer een **commerciële markt zal moeten opgezet worden**. De studie adviseert verder om een markt op te zetten per middenspanningsnet, waar netgebruikers, al dan niet via een dienstverlener van flexibiliteit (FSP), hun flexibiliteit kunnen aanbieden aan de netbeheerders. De aanbeveling is aan eerst proefprojecten te doen in netten met een sterke groei aan HEB/kwalitatieve WKK (de zogenaamde ‘geconcentreerde netten’), omdat hier de voorwaarden voor ‘daadwerkelijke mededinging’ mogelijk sneller vervuld zijn. Een voorbeeld hiervan zou een lokale markt per middenspanningsnet kunnen zijn, zoals ook het geval was voor de proefprojecten in Nederland. Verder is het belangrijk dat de analyse focust op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet in Vlaanderen. Het potentieel van vraagbeheer op laagspanning werd helemaal niet bekeken.

Zoals eerder aangegeven in §4.3.1 denkt de VREG dat het vandaag nog te vroeg is om een systeem van commerciële flexibiliteit voor congestiebeheer in te voeren voor heel Vlaanderen. Verder is er weinig tot geen concrete ervaring in het inzetten van vraagrespons voor congestiebeheer, hoewel een aantal studies theoretisch wel het potentieel bewijzen zoals (Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC, 2015) en het in de impact assessment van de Europese Commissie wordt aanbevolen dit aan te

moedigen (Energyville, Thema, COWI & Ecofys, 2016). We denken echter dat er nog meer studiewerk nodig is over hoe dit voor Vlaanderen zou kunnen werken gezien de specifieke context van zowel de energiemix, de dimensionering van het net alsook de technische regelgeving. Het kan interessant zijn om de praktische implementatie en een concreet marktdesign te testen in een geconcentreerd middenspanningsnet in Vlaanderen via een proeftuin of een proefproject in de komende jaren. Op basis van de resultaten en lessons learned van dergelijke projecten zal men dan ook betere beslissingen kunnen nemen voor een beleidskader voor heel Vlaanderen.

We zullen in ieder geval de best practices uit het buitenland en andere gewesten van nabij opvolgen door o.a. deelname aan de CEER werkgroep hierover, alsook nadenken over een mogelijk regelgevend kader naar aanleiding van de implementatie van hieraan gerelateerd uit het pakket "Schone Energie voor alle Europeanen" (zie bijlage).

5. Voorstellen tot wijziging van het Energiedecreet en volgende stappen

De VREG is van mening dat een verankering van een basiskader in het Energiedecreet noodzakelijk is, maar dat de details verder uitgewerkt kunnen worden in lagere regelgeving.

5.1. Voorstellen omtrent databeheer bij flexibiliteit

Definities (art. 1.1.3 Energiedecreet)

De definities van flexibiliteit, commerciële flexibiliteit, technische flexibiliteit, dienstverlener van flexibiliteit en Energieoverdracht zouden moeten worden toegevoegd aan het Energiedecreet.

Zoals hoger aangegeven wordt **energieoverdracht** in het federale voorstel als volgt gedefinieerd:

“een activatie van flexibiliteit met een leverancier en een dienstverlener van flexibiliteit die een afzonderlijke evenwichtsverantwoordelijke hebben en/of een dienstverlener van flexibiliteit die niet hun leverancier is”

Een **dienstverlener van flexibiliteit** zou dan omschreven kunnen worden als elke natuurlijke of rechtspersoon die een of meerdere diensten aanbiedt aan minstens één andere partij gebaseerd op flexibiliteit.

Verder lijkt het ons aangewezen om **flexibiliteit** te beschouwen als *de wijziging van het profiel van productie, injectie, verbruik of afname van energie in reactie op een extern signaal of lokaal gemeten grootte – al dan niet via een derde partij - teneinde ofwel een dienst in het energiesysteem te verlenen ofwel een financieel voordeel te verkrijgen.*

Ten slotte suggereren we om **commerciële flexibiliteit** te omschrijven als flexibiliteit waarbij - al dan niet via een derde partij - de deelname vrijwillig is en gebeurt in een georganiseerde energiemarkt met een vrije commerciële prijs en **technische flexibiliteit** te omschrijven als ‘flexibiliteit waarbij de deelname verplicht is opgelegd door de netbeheerder in het kader van de exploitatie van zijn net, al dan niet met een gereguleerde compensatie.’

Beheer van een distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit (Artikel 4.1.6 Energiedecreet)

De conceptnota ‘digitale meters’ geeft aan de distributienetbeheerder de taak zal krijgen om digitale meters en tellers te plaatsen, te onderhouden etc., alsook dat hij deze taak zal behouden voor de klassieke meters. Daarnaast spreekt de conceptnota over de constructie van een databeheerder met een apart takenpakket. We veronderstellen dan ook dat artikel 4.1.6 zal worden ontdudd in enerzijds taken met betrekking tot het beheer van het distributienet en anderzijds taken met betrekking tot het beheer van het plaatselijk vervoernet.

Dit in het achterhoofd houdende suggereren we om aan het takenpakket met betrekking tot het distributienet toe te voegen dat de distributienetbeheerder voor een aantal specifiek opgelijste taken zoals de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt, in zijn rol van meteroperator in een energiemarkt faciliterende (sub)meteroplossing zoals beschreven in ADV-2017-02 moet voorzien.

Verder wordt er best ook 'dienstverlener van flexibiliteit' toegevoegd aan het huidige punt 12 van het artikel dat gaat tover het verstrekken van meetgegevens en andere gegevens aan verschillende partijen.

Rechten van de netgebruiker

Conform hetgeen bepaald werd in hoofdstuk 3.2 van dit advies is de VREG van mening dat de rechten van de netgebruiker in het decreet zouden moeten worden geborgd. Waarbij verduidelijkt moet worden dat die rechten gelden in de mate dat de operationele veiligheid niet in het gedrang komt.

Rechten en plichten van de FSP

Hiervoor verwijzen we naar onze aanbevelingen uit ADV-2016-01, waarbij we voorstellen om in het decreet een erkenningsprocedure voor een FSP in te schrijven. In de lagere regelgeving kunnen dan de voorwaarden en de procedure tot toekenning, wijziging en opheffing van een erkenning als dienstverlener van flexibiliteit worden vastgelegd. In dat advies gaven we ook aan dat voor de levering van technische flexibiliteit aan de netbeheerder in het kader van zijn taken, vermeld in artikel 4.1.6, of een openbare dienstverplichting die opgelegd is in dit decreet of een uitvoeringsbesluit ervan, een uitzondering op de voorafgaande erkenning zou moeten worden voorzien. Als alternatief voor een erkenningsprocedure kan via een meldingsprocedure gewerkt worden. In elk geval lijkt het zinvol om een lijst publiek te maken met de gegevens van de FSP's. Voor details verwijzen we naar ADV-2016-01.

Beheer van flexibiliteitsgegevens

Zoals hoger aangegeven veronderstellen we dat de decreetgever een specifiek takenpakket van de databeheerder zal inschrijven. Wat het **laagspanning elektriciteitsdistributienet** betreft, is het omwille van efficiëntieredenen noodzakelijk dat bepaalde taken inzake het beheer van flexibiliteitsgegevens in het kader van de valorisatie van flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt door de gewestelijke databeheerder worden uitgevoerd. In het takenpakket van de databeheerder zou dan ook moeten worden opgenomen dat hij moet instaan voor het beheer van flexibiliteitsgegevens in het kader van de valorisatie van flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt en dus onder meer volgende taken moet vervullen voor het laagspanningselektriciteitsdistributienet:

- Opstellen van de technische voorschriften van de meetinstrumenten en goedkeuren van de meetinstrumenten;
- Verzamelen, uitlezen en valideren van de meet- en submeetgegevens;
- Berekening van de referentiecurve en het geleverde volume per meetpunt;
- Beheer van het flexibiliteitstoegangsregister

Voor de overige taken inzake beheer van flexibiliteitsgegevens in het kader van de valorisatie van flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt zou het decreet ook moeten verduidelijken dat de gewestelijke databeheerder voor het uitvoeren van die taken overeen moet komen met de partijen die door de bevoegde federale instanties werden belast met het beheer van de flexibiliteitsgegevens die de valorisatie van de flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt. Voor die overige taken moet het decreet met andere woorden de vrijheid laten aan die partijen om overeen te komen wie welke taken op zich zal nemen.

In lagere regelgeving kan dan worden ingeschreven dat ze samen moeten zoeken naar de meest techno-economische efficiënte oplossingen en deze moeten vastleggen in een samenwerkingsovereenkomst onder toezicht van de VREG. De principes en de modaliteiten van de samenwerkingsovereenkomst kunnen eventueel in de technische reglementen worden ingeschreven.

In de veronderstelling dat art 4.1.6 van het Energiedecreet zal worden ontdebeld, kan wat het **plaatselijk vervoernet** betreft, worden ingeschreven dat de beheerder van het plaatselijk vervoernet instaat voor beheer van flexibiliteitsgegevens in het kader van de valorisatie van flexibiliteit die een energieoverdracht met zich meebrengt. Hij zal alle taken immers zelf opnemen.

Ten slotte, zouden zowel de beheerder van het plaatselijk vervoernet als de databeheerder de markt regelmatig moeten opvolgen en monitoren, alsook sterke vermoedens van misbruik melden³³ ook moeten monitoren en hierover moet rapporteren aan de VREG. Via lagere regelgeving kunnen de nadere modaliteiten worden vastgelegd.

Datastromen

Gelet op wat werd bepaald in 3.6 dient art. 4.2.1 van het Energiedecreet te worden aangepast zodat het mogelijk is om de gedetailleerde bepalingen over datastromen op te nemen in een apart hoofdstuk over flexibiliteit in de toekomstige marktcode van het TRDE en het TRPV. Zo kan FSP worden toegevoegd aan de partijen opgesomd in §2 3° van dat artikel.

De aanbevelingen van ADV-2016-01 om in de bestaande opsommingen ‘aggregator’ te vervangen door ‘Dienstverlener van flexibiliteit’ blijven geldig.

Doelstellingen VREG (Artikel 3.1.4/1 Energiedecreet)

Dit artikel lijst een aantal doelstellingen op en stelt dat de VREG bij de uitoefening van zijn taken en bevoegdheden alle redelijke maatregelen mag nemen om die doelstellingen te bereiken, indien nodig in overleg of samenwerking met andere betrokken en bevoegde instanties (cf. supra)

We suggereren om het faciliteren van de ontwikkeling van flexibiliteit onder meer door het nemen van een gemeenschappelijke beslissing van de regels voor de organisatie van de energieoverdracht via een dienstverlener van flexibiliteit op de elektriciteitsmarkten samen met de instanties die door de federale overheid werden aangewezen voor deze taak op te nemen als doelstelling.

5.2. Voorstellen omtrent Aansluiting met Flexibele Toegang

5.2.1. Energiedecreet

Definities

De definities van congestie, totale aansluitingskost, modulatie, X en Z zouden moeten toegevoegd worden aan het Energiedecreet.

³³ Het federale wetsontwerp vermeldt hierover het volgende: de markt regelmatig opvolgen en monitoren en de CREG op de hoogte brengen van elke eventuele aanwijzing van manipulatie die een invloed heeft op de bepaling van de geactiveerde vraagflexibiliteitsvolumse met een energieoverdracht

Aanpassing van artikel 4.1.14

Onder afdeling V “Aansluiting op een DN of PVN” van het Energiedecreet staat al een aansluitingsplicht (art. 4.1.14 elek en art. 4.1.15 gas) voor bepaalde woningen.

Om de aansluitingsverplichting voorgesteld in §4.3 bij te voegen, suggereren we om een extra bepaling op te nemen die stelt dat iedere elektriciteitsdistributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit ertoe gehouden is om alle hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling-installaties op het elektriciteitsdistributienet met een spanning groter dan 1 kVA of op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit aan te sluiten onder het regime “aansluiting met flexibele toegang volgens de modaliteiten van art. X”

Aanpassing van Artikel 4.1.18 en Art. 4.2.1

Voor de aanpassing van Artikel 4.1.18 baseren we ons op het voorstel uit § 7.3.1 van ADV-2016-01 met enkele aanpassingen door voortschrijdend inzicht:

Gebaseerd op de aanbevelingen van dat advies stellen we voor aan de decreetgever voor om artikel 4.1.18/1 als volgt aan te passen. Dit artikel zou moeten bepalen dat de netbeheerders, in nauwe samenwerking met alle belanghebbenden, inclusief dienstverleners van flexibiliteit en afnemers, en na goedkeuring door de VREG, regels voor ondersteunende diensten op het distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit opstellen. Voor wat betreft de uitvoering en toepassing van de regels voor ondersteunende diensten de netbeheerders overeenkomen met de transmissienetbeheerder.

Verder moet worden ingeschreven dat de regels voor ondersteunende diensten ten minste voor elke type van ondersteunende dienst het volgende bevatten:

- De technische specificaties;
- Organisatie
- De vergoedingsmechanismen;
- Penalisatiemechanisme, indien van toepassing;
- De informatieverplichtingen;
- Het settlement en metering proces, indien dit zou afwijken van de standaardprocessen voor metering en settlement;
- Het proces van aankoop (selectiecriteria, ...), indien van toepassing
- Methodologie voor neutralisatie of compensatie van impact op Evenwichtsverantwoordelijke en leverancier, indien van toepassing
- De activatievolgorde, indien van toepassing
- De prioriteitsregels indien de ondersteunende diensten door verschillende netbeheerders kunnen benut worden;

We stellen voor om de procedures en termijnen voor opstelling en wijziging van de regels voor de Ondersteunende Diensten vast te leggen in de technische reglementen. Hiervoor is ook een aanpassing van Art. 4.2.1 Energiedecreet nodig.

Nieuwe artikels met de basisprincipes van AmFT

We stellen voor een aantal nieuwe artikels toe te voegen aan het Energiedecreet als rechtsbasis voor verdere uitwerking van regels voor Aansluiting met Flexibele Toegang in de lagere regelgeving, de regels voor ondersteunende diensten en het aansluitingscontract.

Een artikel met betrekking tot het regime Aansluiting met Flexibele Toegang

Dat artikel zou moeten bepalen dat

- a) De netbeheerder voor elke aanvraag voor aansluiting van een productie-installatie, die een hernieuwbare energiebron is of een kwalitatieve warmtekrachtkoppeling, op het elektriciteitsdistributienet met een spanning hoger of gelijk aan 1 kV of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, een techno-economische analyse maakt waar hij de totale aansluitingskost berekent, een aanbeveling doet over de redelijkheid van deze totale aansluitingskost en een gelieerd aansluitingsvoorstel doet. De netbeheerder moet hierbij een duidelijk onderscheid maken tussen de minimumwerken die nodig zijn om de productie-installatie aan te sluiten en de netinvesteringen die nodig zijn om het risico op congestie op te lossen.
- b) Indien de aanvraag voor aansluiting van de productie-installatie een versterking of investering van het hoger gelegen elektriciteitsnet (het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of het transmissienet) noodzaakt, de netbeheerder overeenkomt met de beheerder van dit net om de totale aansluitingskost gezamenlijk te bepalen.
- c) De redelijkheid van de totale aansluitingskost bepaald wordt door de totale aansluitingskost te delen door het aantal extra geproduceerde energie uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling installaties, die door de uitvoering van de aansluiting en de bijhorende netinvestering en/of netuitbreiding kunnen gerealiseerd worden. Indien de bekomen waarde kleiner is of gelijk aan de referentiewaarde 'Cmax', uitgedrukt in Euro per megawattuur, dan moet de totale aansluitingskost als redelijk beschouwd worden. Het lijkt de VREG aangewezen in te schrijven dat het de Vlaamse Regering is die, na advies van de VREG, de referentiewaarde Cmax in het Energiebesluit bepaalt.
- d) Indien de totale aansluitingskost voor de productie-installatie als redelijk wordt beschouwd, de netbeheerder het standaardregime Aansluiting met Flexibele Toegang aanbiedt waarbij de netbeheerder modulatie kan opleggen aan de productie-installatie in geval van congestie, maar waarbij de netbeheerder de modulatie altijd moet vergoeden volgens de bepalingen uit Art. Y behalve voor noodsituatie of overmacht.
- e) Indien de totale aansluitingskost voor de productie-installatie als onredelijk wordt beschouwd, de netbeheerder een specifiek regime Aansluiting met Flexibele Toegang aanbiedt met een X die berekend wordt door de netbeheerder in de techno-economische analyse op basis van de noodzakelijke modulatie om de congestieproblemen op te lossen. De netbeheerder moet modulatie kunnen opleggen aan de productie-installatie in geval van congestie en moet alle modulatie onder de waarde X, vastgelegd in het aansluitingscontract, van de productie-installatie niet vergoeden. Als de waarde X, uitgedrukt in % van het aantal jaarlijkse vollasturen van de productie-installatie overschreden wordt, dan moet de netbeheerder de modulatie vergoeden volgens de bepalingen uit Art.Y Dit specifiek regime blijft geldig voor de volledige levensduur van de productie-installatie.
- f) De netbeheerder moet een uitzondering kunnen aanvragen op de aansluitingsverplichting en op hetgeen werd bepaald in e) in zeer uitzonderlijke omstandigheden voor productie-installaties waarvoor de totale aansluitingskost als onredelijk beschouwd. Hij moet hiervoor een dossier en motivatie bij de VREG ter goedkeuring indienen.

- g) Niettegenstaande de bepalingen uit d) de netbeheerder, zowel bij de originele aansluiting van de productie-installatie als in een latere fase, kan beslissen om de netversterking of netinvestering uit te voeren om het risico op congestie op te lossen in plaats van enkel de minimumwerken om de productie-installatie aan te sluiten.
- h) Als de netbeheerder de beslissing tot netinvestering neemt, de netbeheerder een tijdelijk regime Aansluiting met Flexibele Toegang moe aanbieden waarbij de netbeheerder modulatie kan opleggen aan de productie-installatie in geval van congestie, maar waarbij de netbeheerder de modulatie niet moet vergoeden gedurende Z jaar en op voorwaarde dat X niet overschreden is. Indien X overschreden wordt, dan moet de netbeheerder de modulatie vergoeden volgens de bepalingen uit art Y. Indien Z jaar verstreken is en de netinvestering werd niet uitgevoerd of is niet volledig afgewerkt, komt de productie-installatie in het standaardregime Aansluiting met Flexibele Toegang.
- i) X en Z voor het tijdelijke regime Aansluiting met Flexibele Toegang de waarde Xmax en Zmax niet mogen overschrijden.
- j) De Vlaamse Regering na advies van de VREG, de waarden voor Xmax en Zmax bepaalt.
- k) De beslissing om de netinvestering uit te voeren officieel wordt door een aanpassing van het aansluitingscontract van de productie-installatie waarin X en Z vastgelegd worden en dat ondertekend is door zowel de producent als de netbeheerder.
- l) De beheerder van het element in het net dat de modulatie veroorzaakt, de vergoeding voor modulatie betaalt. De vergoeding wordt berekend en toegepast volgens de bepalingen van Art. Y
- m) Een modulatie van een productie-installatie in het Regime Aansluiting met Flexibele Toegang geen nadelige impact mag hebben op de Evenwichtsverantwoordelijke en de Toegangshouder verbonden aan het toegangspunt van de productie-installatie. De modaliteiten worden dan vastgelegd in de Ondersteunende Diensten Regels.
- n) De netbeheerders samen duidelijke regels moeten vastleggen voor de activatievolgorde van de verschillende productie-installaties die beschikbaar zijn voor modulatie. Deze regels moeten gebaseerd zijn op techno-economische criteria, maar rekening houden met de bepalingen betreffende de voorrang van toegang van hernieuwbare energie tot de elektriciteitsnetten.
- o) Het signaal voor modulatie in het regime Aansluiting met Flexibele Toegang altijd voorrang heeft op andere activiteiten van flexibiliteit van de productie-installatie.
- p) Maximaal vier jaar na het kracht worden van dit artikel of vroeger op vraag van de Vlaamse Regering of op eigen initiatief, de VREG, na raadpleging van de netbeheerders en producenten van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtinstallaties, een evaluatie moet uitvoeren van het regime Aansluiting met Flexibele Toegang waarbij minstens een onderzoek naar de mogelijkheid en wenselijkheid om een systeem van commerciële flexibiliteit te introduceren voor het oplossen van congestieproblemen.

- q) Dit artikel geldig is voor alle nieuwe productie-installaties op basis van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtinstallaties en al deze installaties die een substantiële modernisering ondergaan.³⁴

Een artikel inzake vergoedingsmechanisme voor modulatie bij regime Aansluiting met Flexibele Toegang

Dat artikel zou moeten bepalen dat

- a) De berekeningswijze voor de vergoeding voor modulatie gebaseerd moet zijn op de niet-geproduceerde energie van de productie-installatie of het verschil tussen de werkelijk geproduceerde energie tijdens de modulatie en een schatting van de energie die productie-installatie zou geproduceerd hebben, indien er geen modulatie had plaatsgevonden.
- b) De vergoeding voor modulatie een gedeelte moet bevatten dat de niet-geproduceerde energie tijdens de modulatie compenseert aan de marktwaarde, alsook een gedeelte dat een compensatie voor de minimumwaarde van de verloren steun voor de niet-geproduceerde energie tijdens modulatie bevat en de marktwaarde van de garanties van oorsprong.
- c) Indien de modulatie baten veroorzaakt bij de productie-installatie zoals bijvoorbeeld bespaarde brandstof, deze baten moeten worden afgetrokken van de vergoeding voor de modulatie. De berekeningswijze voor de baten moet ook gebaseerd zijn op de niet-geproduceerde energie van de productie-installatie.
- d) De detailmodaliteiten, berekeningswijzen en processen van de vergoeding voor modulatie transparant, objectief en non-discriminatoir moeten worden vastgelegd in de regels voor ondersteunende diensten, goedgekeurd door de VREG.
- e) Ongeacht de bepalingen uit de technische reglementen, een eerste versie van de regels voor ondersteunende diensten, die een gedetailleerde uitwerking van bovenstaande bepalingen bevat, binnen de 12 maanden bij de VREG ter goedkeuring moet ingediend worden door de netbeheerders en dit na raadpleging en publieke consultatie van de producenten.

5.2.2. Energiebesluit

Invoeging van een nieuw artikel met de bepaling van de exacte waarden van de parameters

We stellen voor dat de Vlaamse Regering, na advies van de VREG, de exacte waarden voor de parameters C_{max} , X_{max} en Z_{max} vastlegt in het Energiebesluit. Het is mogelijk dat deze waarden in de tijd gewijzigd zullen moeten worden naar gelang de evoluties in de HEB/WKK-doelstellingen, alsook in de effectief gerealiseerde HEB/WKK-groei. De procedure voor een aanpassing van het Energiedecreet lijkt het ons dan ook te lang om dit op een efficiënte manier te doen. Het vastliggen van deze parameters heeft een belangrijke invloed op de hernieuwbare energiedoelstelling. Toch mag de procedure om deze parameters aan te passen ook niet te log worden, aangezien snel ingrijpen mogelijks aangewezen zal zijn bij een veranderende context. De bepaling van exacte waarden stellen we voor om via BVR of MB te laten verlopen (mits delegatie aan de betrokken minister) om een goed evenwicht te vinden.

³⁴ Eventueel het dan ook aangewezen om daarbij nog het overgangsregime toe te voegen.

Indien het Vlaams Parlement akkoord gaat met de voorstellen van de VREG en de aanpassing van het Energiedecreet, zal de VREG in een 2^o fase ook een beleidsadvies uitbrengen in 2017 met aanbevelingen voor deze aanpassing van de regelgeving.

Nieuw artikel ten uitvoering van Art. 4.1.22/1

In het Energiedecreet staat reeds de volgende bepaling opgenomen onder Art. 4.1.22/1:

De netbeheerder of zijn werkmaatschappij brengen de evenwichtsverantwoordelijken onmiddellijk op de hoogte van de onderbreking of van de beperking van de afname en injectie van de productie-eenheden, aangesloten op hun net en de modaliteiten hiervan. De Vlaamse Regering kan nadere regels bepalen betreffende welke gegevens worden vrijgegeven en de wijze waarop deze worden vrijgegeven.

Aansluiting met Flexibele Toegang impliceert de onderbreking of beperking van afname of injectie van productie-eenheden, en bijgevolg geldt deze bepaling. Het is dan ook opportuun dat nadere regels vastgelegd worden omtrent de modaliteiten daaromtrent, door de Vlaamse Regering.

Herziening van Artikel 6.4.13 (Energiebesluit)

De VREG is van mening dat een hervorming van dit artikel aangewezen is als het hierboven beschreven kader voor Aansluiting met Flexibele Toegang wordt ingevoerd. Hiervoor is nog meer analyse en studiewerk nodig, maar we zullen dit meenemen in het advies in tweede fase later in 2017 met aanbevelingen voor aanpassing van deze regelgeving.

5.2.3. Regels voor ondersteunende diensten

Indien het Vlaams Parlement akkoord gaat met de voorstellen van de VREG, zullen er nog heel wat zaken moeten in detail uitgewerkt worden in de regels voor ondersteunende diensten zoals:

- De **berekeningswijze voor de bepaling van de niet-geproduceerde energie** veroorzaakt door de modulatie. We verwachten dat men zich hiervoor sterk kan inspireren op de voorstellen van de Waalse regulator CWaPE die reeds een voorstel van berekeningswijze op basis van historische meetgegevens hebben gedaan per productietechnologie.
- De **detailmodaliteiten** voor berekening van het vergoedingsmechanisme voor modulatie:
 - De exacte berekeningswijze van de marktwaarde van de niet-geproduceerde energie
 - De exacte methode voor berekening vergoeding van de niet-uitgekeerde steun
 - De exacte methode voor bepaling van de uitgespaarde kosten van de producent

De regels voor ondersteunende diensten ressorteren onder het Energiedecreet en het Energiebesluit in de hiërarchie der normen, dus de regels voor ondersteunende diensten zullen de bepalingen van de Vlaamse Regering sowieso moeten respecteren (bijvoorbeeld rond de vergoeding voor de verloren steun, indien de regering dit zou wensen om toe te voegen).

5.2.4. Technische Reglementen

Een aantal onderwerpen moet verder worden uitgewerkt in de technische reglementen (TRDE en TRPV):

- Aanpassing oude artikels en herformulering artikel over telecontrole
- Samenwerking tussen TNB en DNB
- Details van de afregelingsvolgorde, indien de netbeheerder kan kiezen tussen verschillende bronnen voor modulatie
- Transparantie van de detailstudie voor aansluiting
- Rapportering aan de VREG

Zodra de basisprincipes zijn vastgelegd, zal de VREG deze onderwerpen verder uitwerken in een tweede advies voor aanpassing van de lagere regelgeving en eventueel **meenemen in de herzieningstrajecten van de technische reglementen** die in ieder geval lopende zijn door andere, externe oorzaken zoals de implementatie van de Europese netcodes of MIG6.

6. Bibliografie

- ACER/CEER. (2014). *Energy Regulation: A bridge tot 2025 conclusions paper: Recommendation on the regulatory response to the future challenges emerging from developments in the internal energy market*. Ljubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- ACER/CEER. (2017, Mei 22). *European Energy Regulators' White paper: Facilitating Flexibility*. Brussel.
- CEDEC, EDSO, ENTSOE, Eurelectric, GEODE. (2015). *General Guidelines for reinforcing the cooperation between TSOs and DSOs*.
- Council of European Regulators. (2016). *Postion Paper on the Future DSO and TSO Relationship*. Brussel: CEER.
- CREG. (2016). *Studie: de middelen die moeten worden toegepast om de toegang tot vraagbeheer te faciliteren*". Brussel: Commissie voor de regulering van electriciteit en gas.
- Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC. (2015). *Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system*. Brussel: European commission.
- Energyville, Thema, COWI & Ecofys. (2016). *Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering*. Bruusel: Europese Commissie DG Energy.
- Eurelectric. (2013). *Active Distribution System Management: a key tool for the smooth integration of distributed generation*. Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC.
- FEBEG. (2015). *Congestion management on the Distribution grid by curtailment of generation*. Brussels.
- Gerard, H., Rivero, E., & Six, D. (2016). *Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision*. VITO/Energyville.
- Smart Grid Taskforce: EG3. (2015). *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility*. Smart Grid Taskforce.
- THINK. (2013). *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSO's*. European University Institute.
- VREG. (2016). *Advies met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HSelektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit*. Brussel.

Bijlage I: Implementatie van het centraal settlement model in de Balancing, DA- en ID- elektriciteitsmarkten: visie van de VREG

De federale regulator beval in de definitieve versie van zijn studie (CREG, 2016) aan om een combinatie van het bilaterale model met **het centraal settlement model te implementeren** om het energieoverdracht probleem op te lossen in de balancing-, DA-, ID-markten en de markt voor strategische reserve volgens een gefaseerde aanpak (eerst balancing, dan de andere markten). De federale wetgever heeft ook beslist om de aanbeveling van de CREG over te nemen in een wetsontwerp voor een aanpassing van de Elektriciteitswet. Een belangrijke boodschap bij de voorstellen van de federale regulator is dat:

- Dit een aantal voorstellen zijn voor **aanpassingen aan het bestaande marktmodel**, geen volledige herziening van het marktmodel.
- Men uitgaat van de assumptie dat **alle afnemers die deelnemen aan flexibiliteit beschikken over een meter die kwartuurgemeten waarden meet** i.e. een AMR-meter of een digitale meter.

Omdat dit in de praktijk nog niet het geval is voor een groot deel van de netgebruikers aangesloten op laagspanning, mag men er dus vanuit gaan dat:

- De aanpassingen die de CREG in zijn studie voorstelt als een eerste stap bedoeld zijn om vraagbeheer te bevorderen van netgebruikers op het transmissienet, het midden- en hoogspanningsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit;
- Dat deze voorgestelde aanpassingen misschien niet zullen volstaan op lange termijn en dat er potentieel een nog veel grotere herziening van het marktmodel zal nodig zijn wanneer de digitale meter bij een substantieel deel van de laagspanningsnetgebruikers zal uitgerold zijn;

In elk model is de FSP ofwel zelf evenwichtsverantwoordelijke (BRP) ofwel heeft hij een “geassocieerde BRP” die verantwoordelijk is voor het onevenwicht, indien de activatie van flexibiliteit niet exact werd uitgevoerd. Het bilaterale model (VREG, 2016) wil eenvoudig zeggen dat de leverancier en/of de “oorspronkelijke BRP”³⁵ een bilaterale overeenkomst sluiten met de FSP om via commerciële afspraken de impact van de energieoverdracht te regelen. Het centrale settlement model bestaat erin dat de settlement van de energieoverdracht gebeurt door een centrale databeheerder die een neutrale, derde partij is:

- Berekening van de geleverde “flex” volumes:
De centrale databeheerder schat per activatie van flexibiliteit op basis van de berekening van een baseline en een vergelijking met de reële meetgegevens in welk volume effectief geactiveerd werd (hierna het “flex volume”). De centrale databeheerder aggregereert dit vervolgens per BRP voor alle activaties van flexibiliteit die plaatsvonden tijdens een bepaalde tijdsperiode bij die BRP volgens een bepaalde formule.
- Financiële settlement:
Het model houdt ook een financiële settlement in van de geaggregeerde flex volumes aan een transferprijs, die een referentie is of ook berekend wordt door de neutrale partij.
- De FSP moet verplicht elke activatie van flexibiliteit melden aan de centrale entiteit.

³⁵ Evenwichtsverantwoordelijke van de netgebruiker waar de flexibiliteit plaatsvindt. Indien er sprake is van energieoverdracht is deze BRP niet dezelfde als de BRP van de FSP.

- De centrale entiteit heeft een standaardcontract voor de settlement van de energieoverdracht met alle geïmpacteerde marktpartijen.

De VREG gaf in [ADV-2016-01 a](#) aan de aanbeveling van de CREG te steunen omdat we denken dat een combinatie van de verschillende modellen het beste compromis is:

- Een **bilaterale overeenkomst** tussen BRPsource/Leverancier en FSP moet altijd mogelijk zijn om de vrije, commerciële markt zoveel mogelijk zijn rol te laten spelen;
- Indien ze echter niet tot een overeenkomst komen, is er een standaard, modelcontract volgens **het centrale settlement model** om op terug te vallen.

De VREG gaat dus akkoord met de basisprincipes van **de aanpassing van het marktmodel** voor de balancing, DA- en ID- elektriciteitsmarkten om de problematiek van de energieoverdracht op te lossen zoals voorgesteld door de CREG en de federale wetgever, maar vindt dat de definities en rol van FSP ook moeten verankerd worden in de Vlaamse regelgeving, alsook dat bepaalde taken van het databeheer bij flexibiliteit voor het elektriciteitsdistributienet best bekeken worden in relatie met het initiatief van de Vlaamse Regering om een gewestelijke databeheerder aan te wijzen voor het databeheer van de digitale meters. We denken ook dat de meet-en tel gegevens, het databeheer alsook de datastromen verdere uitdieping en eigen accenten verdienen in de verschillende niveaus van de Vlaamse regelgeving (basis in energiedecreet en uitwerking in het Energiebesluit en de technische reglementen).

Naar analogie van de allocatie en reconciliatieprocessen voor de leveringsmarkt zijn we van mening dat er verdere uitklaring nodig is over de rollen en taken de regelgeving over de berekening van de “flex volumes” ook op het Vlaamse niveau, maar denken we dat **de principes van financiële settlement voor energieoverdracht** voor de elektriciteitsmarkten die nu ook al op het federale niveau georganiseerd worden, best **geregeld worden op niveau van de Belgische regelzone** gezien de betrokken evenwichtsverantwoordelijken, leveranciers en FSP’s portfolio’s in de volledige zone hebben en de financiële settlement het meest efficiënt op dat niveau gebeurt.

De VREG gaat hier echter **niet mee akkoord voor toekomstige, potentieel lokale energiemarkten of voor de regelgeving waar de DNB de aankoper zou zijn** van de flexibiliteit zoals al vermeld in [ADV-2017-01](#). Deze markten behoren echter niet tot het bereik van de huidige aanpassingen en zoals beschreven in bijlage II is hier nog meer onderzoek, analyse en denkwerk nodig voor wat een goed systeem kan zijn dat op langere termijn kan werken.

Bijlage II: Invloed van de (toekomstige) Europese Regelgeving en potentiële, toekomstige marktmodellen

a) Artikel 12 'Redispatching en beperking' uit het voorstel voor een herschikking van de verordening betreffende de interne markt voor elektriciteit (2016/0379)

Ten eerste wil de VREG benadrukken dat de huidige bepalingen voor een herschikking van de richtlijn **enkel een voorstel** zijn van de Europese Commissie, maar dat dit nog volop in bespreking is in het Europese parlement en de Europese Raad. De voorstellen zijn dus zeker nog niet definitief en kunnen nog wijzigen. Verder wijken de voorstellen van de VREG niet veel af van de bepalingen over 'niet-markt gebaseerde beperkingen' (= technische flexibiliteit). Het **grootste verschil tussen onze visie en de visie van de Europese Commissie** bevindt zich in artikel 2, namelijk **dat wij vinden dat de implementatiekost om een marktgebaseerd systeem op te zetten** en te opereren ook meegenomen moet worden **in de beslissing** om dit op te zetten of m.a.w. dat men, als er met een KBA kan aangetoond worden dat de kosten voor de maatschappij van een dergelijk systeem hoger zijn dan de baten, men ook technische flexibiliteit zou moeten kunnen toepassen. Bovendien gaven we al aan in § 4.3.1 dat men AmFT op langere termijn zal moeten zien als de fall-back optie wanneer men wel een congestieprobleem moet oplossen, maar "er is geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar, alle marktgebaseerde hulpbronnen zijn opgebruikt of het aantal [...] installaties is, [...] te klein om daadwerkelijke mededinging te waarborgen." Bijgevolg zijn we van mening dat onze eigen voorstellen compatibel zijn met formuleringen zoals voorliggen op datum van het beleidsadvies:

1. *Beperking of redispatching van opwekking en redispatching van vraagrespon is gebaseerd op **objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria**.*
2. *De hulpbronnen waarop beperking of redispatching betrekking heeft, worden gekozen uit productie- of verbruikersinstallaties die aanbiedingen indienen voor beperking of redispatching door middel van marktgebaseerde mechanismen; hiervoor vindt een financiële vergoeding plaats. **Niet-marktgebaseerde beperking** of redispatching van vraagrespon wordt uitsluitend **gebruikt wanneer er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is**, wanneer alle beschikbare marktgebaseerde hulpbronnen zijn gebruikt of **wanneer het aantal productie- of verbruikersinstallaties dat beschikbaar is in het gebied waar geschikte productie- of verbruikersinstallaties voor de levering van de dienst zich bevinden, te klein is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen**. De levering van marktgebaseerde hulpbronnen staat open voor alle opwekkingstechnologieën, opslag en vraagrespon, met inbegrip van in andere lidstaten gevestigde beheerders, tenzij dit uit technisch oogpunt niet haalbaar is.*
3. *De verantwoordelijke systeembeheerders brengen ten minste één maal per jaar verslag uit aan de bevoegde regulerende instantie over de beperking of neerwaartse redispatching van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling en over maatregelen die zijn getroffen om de behoefte aan dergelijke beperking of neerwaartse redispatching in de toekomst terug te dringen. Beperking of redispatching van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling wordt overeenkomstig lid 6 vergoed.*
4. *Overeenkomstig de eisen inzake de instandhouding van de betrouwbaarheid en veiligheid van het net en uitgaande van door de bevoegde nationale autoriteiten vastgestelde transparante en niet-discriminerende criteria, zorgen de transmissiesysteembeheerders en de **distributiesysteembeheerders** ervoor dat:*
 - a) *de transmissie- en distributienetten in staat zijn tot transmissie van uit hernieuwbare energiebronnen of door middel van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling geproduceerde elektriciteit, waarbij zo min mogelijk beperking of redispatching plaatsvindt. **Bij de netplanning kan evenwel rekening worden met een zekere mate van beperking of redispatching wanneer dit in economisch opzicht efficiënter is en overeenkomt met ten hoogste 5 % van de geïnstalleerde capaciteit met gebruikmaking van hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling in hun zone;***

- b) *passende net- en marktgerelateerde operationele maatregelen worden getroffen teneinde beperking of neerwaartse redispatching van uit hernieuwbare energiebronnen of door middel van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling geproduceerde elektriciteit tot een minimum te beperken.*

5. *Wanneer niet-marktgebaseerde neerwaartse redispatching of beperking wordt gebruikt, zijn de volgende beginselen van toepassing:*

- a) *productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, worden uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching of beperking indien er geen alternatieven zijn of indien andere oplossingen zouden leiden tot onevenredige kosten of risico's voor de veiligheid van het net; .*
- b) *productie-installaties die hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken, worden uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching of beperking indien er, behalve beperking of neerwaartse redispatching van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, geen alternatieven zijn of indien andere oplossingen zouden leiden tot onevenredige kosten of risico's voor de veiligheid van het net; .*
- c) *zelfgeproduceerde elektriciteit van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken die niet wordt 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 of beperking overeenkomstig de punten a) tot en met c) wordt naar behoren en op transparante wijze gerechtvaardigd. De rechtvaardiging wordt opgenomen in het in lid 3 bedoelde verslag.*

6. ***Wanneer niet-marktgebaseerde beperking of redispatching wordt gebruikt, wordt dit onderworpen aan financiële vergoeding door de systeembeheerder die om beperking of redispatching verzoekt aan de eigenaar van de productie- of verbruikersinstallatie waarvoor beperking of redispatching plaatsvindt. De financiële vergoeding is ten minste gelijk aan het hoogste van de volgende elementen: .***

- a) *aanvullende exploitatiekosten als gevolg van beperking van redispatching, zoals aanvullende brandstofkosten in het geval van opwaartse redispatching, of backup-warmtevoorziening in het geval van neerwaartse redispatching of beperking van productie-installaties die hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken; .*
- b) *90 % van de netto-inkomsten van de verkoop van elektriciteit op de day-aheadmarkt die de productie- of verbruikersinstallatie zou hebben geproduceerd zonder het verzoek om beperking of redispatching. Wanneer financiële ondersteuning wordt verleend aan productie- of verbruikersinstallaties op basis van het geproduceerde of verbruikte elektriciteitsvolume, wordt de niet-verleende financiële ondersteuning beschouwd als onderdeel van de netto-inkomsten.*

b) Artikel 13 en 17 uit het voorstel voor een herschikking van de verordening betreffende de interne markt voor elektriciteit (2016/0379)

Het belangrijkste artikel dat een impact heeft is het artikel 13 'contract met een aankoopgroepering' en het artikel 17 'vraagrespon's' van het voorstel tot herschikking van de Richtlijn inzake gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit (2016/0380). De **term 'aankoopgroepering'** is naar onze mening een slechte vertaling van het Engels naar het Nederlands, aangezien er in de Engelse versie in hetzelfde artikel gesproken wordt over 'aggregator'³⁶ en een duidelijke definitie in die zin heeft.

³⁶ Gedefinieerd in artikel 2 als 'a market participant that combines multiple customer loads or generated electricity for sale, for purchase or auction in any organised energy market;'

Volgens de VREG liggen de voorstellen in het pakket “Schone Energie voor alle Europeanen”, behalve enkel cosmetica- en vertalingsissues, **sterk in lijn** met de voorstellen van de CREG met **uitzondering van de bepaling in Art. 17.3.d**, namelijk dat **een dienstverlener van flexibiliteit geen compensatie zou moeten betalen aan de leverancier**, als er sprake is van energieoverdracht. Het basisprincipe waar de CREG vanuit gaat (en dat de VREG ondersteunt) is dat de tussenkomst van een dienstverlener van flexibiliteit niet ten nadele mag zijn van andere partijen inclusief de leverancier en de Evenwichtsverantwoordelijke. Deze mening wordt ook gevolgd door zowel ACER, als CEER in hun recente White paper over de facilitatie van flexibiliteit (ACER/CEER, 2017). Zoals reeds eerder vermeld is het pakket “Schone Energie voor alle Europeanen” zeker nog niet definitief en is er zeker rond dit punt nog veel discussie lopende. Bovendien heeft de Belgian Demand Response Association³⁷ niet negatief gereageerd op een concreet voorstel van Elia die de principes uit de studie van de CREG toepast voor het bidladderproject³⁸. Daarom gaat de VREG akkoord met het federale voorstel ondanks dat dit niet 100% in lijn is met de huidige versie van Art. 17.

Artikel 13

Contract met een aankoopgroepering

1. De lidstaten zorgen ervoor dat, wanneer een eindafnemer een contract wil afsluiten met een aankoopgroepering, voor deze verbintenis geen toestemming vereist is van de leverancier van die eindafnemer.

[...]

Artikel 17

Vraagrespon

1. *De lidstaten zorgen ervoor dat de nationale regulerende instanties de eindafnemers, met inbegrip van die welke vraagrespon aanbieden via aankoopgroeperingen, stimuleren op niet-discriminerende wijze deel te nemen aan alle georganiseerde markten, naast producenten.*
2. *De lidstaten zorgen ervoor dat transmissiesysteem- en distributiesysteembeheerders bij het leveren van ondersteunende diensten vraagresponleveranciers, waaronder onafhankelijke aankoopgroeperingen, met inachtneming van hun technische mogelijkheden, niet discriminerend behandelen.*
3. *De lidstaten zorgen ervoor dat hun regelgevingskader de deelname van aankoopgroeperingen aan de detailhandelsmarkt stimuleert en dat het ten minste de volgende elementen bevat:*
 - a) *het recht voor iedere aankoopgroepering om tot de markt toe te treden zonder toestemming van andere marktdeelnemers;*
 - b) *transparante regels die alle marktdeelnemers een duidelijke rol en verantwoordelijkheden toewijzen;*
 - c) *transparante regels en procedures voor de uitwisseling van gegevens tussen marktdeelnemers die ervoor zorgen dat gemakkelijk toegang kan worden verkregen tot de gegevens op gelijkwaardige en niet-discriminerende voorwaarden, maar wel onder volledige bescherming van commerciële gegevens;*
 - d) *een regel dat aankoopgroeperingen geen compensatie hoeven te betalen aan leveranciers of producenten;*
 - e) *een mechanisme voor de beslechting van geschillen tussen marktdeelnemers.*
4. *Om ervoor te zorgen dat de door aankoopgroeperingen teweeggebrachte kosten en baten van balancerings eerlijk aan de marktdeelnemers worden toegewezen, mogen de lidstaten bij wijze van uitzondering compensatiebetalingen tussen aankoopgroeperingen en de voor de balancerings verantwoordelijke partijen toestaan. Dergelijke compensatiebetalingen moeten beperkt blijven tot situaties waarin één marktdeelnemer ten koste van een andere marktdeelnemer onevenwichtigheden teweegbrengt die tot financiële kosten leiden.*

Dergelijke uitzonderlijke compensatiebetalingen worden door de nationale regulerende instanties goedgekeurd en door het agentschap gemonitord.

³⁷ Belgische vereniging van aggregatoren

³⁸ <http://www.elia.be/en/about-elia/publications/Public-Consultation/Publieke%20consultaties/160810-TF-bid-ladder> ==> De aggregatoren gaven kritiek op een aantal details van het design, maar het concept dat ze een compensatie moesten betalen aan de leverancier in bepaalde gevallen werd niet in vraag gesteld.

5. *De lidstaten zorgen voor de toegang tot en het bevorderen van vraagrespons, onder meer via onafhankelijke aankoopgroeperingen op alle georganiseerde markten. De lidstaten zorgen ervoor dat nationale regulerende instanties of, wanneer de nationale wetgeving dat voorschrijft, transmissiesysteembeheerders en distributiesysteembeheerders in nauwe samenwerking met dienstverleners aan de vraagzijde en eindafnemers, **technische specificaties opstellen** voor de deelname van vraagrespons aan die markten, op basis van de technische eisen van die markten en de mogelijkheden van de vraagrespons. Die specificaties hebben ook betrekking op de deelname van aggregators.*

c) Europese netcode balancing

ACER had in een vorige versie van de netcode balancing een voorstel gedaan van aanpassingen aan het marktmodel dat sterk in de lijn ligt van het voorstel van de CREG in zijn studie. Dat artikel werd echter verwijderd uit de versie die gestemd werd in de comitologie fase van de netcode, zodat de discussie over de aanpassing van het marktmodel verschoof naar de artikels hierboven vermeld.

d) Toekomst: Flexibiliteit op het distributienet via een geïntegreerde markt of in lokale energiemarkten?

In de toekomst zullen waarschijnlijk zowel de TNB (balancing, strategische reserve), als de DNB (congestiebeheer, ...) mogelijks flexibiliteit aankopen voor ondersteunende diensten. De Europese regelgeving gaat in de richting dat alle netgebruikers op gelijkwaardige basis moeten kunnen deelnemen aan al deze energiemarkten. Een belangrijke denkoefening zal eruit bestaan hoe deze verschillende markten zullen interageren, op welk niveau ze best georganiseerd worden (centraal of eerder lokaal) en of het niet efficiënter zou zijn om een grote, geïntegreerde markt te organiseren. Het onderzoeksproject Smartnet maakt een interessante analyse van 5 marktmodellen (Gerard, Rivero, & Six, 2016) gaande van het bestaande model over het creëren van lokale markten door de DNB tot een volledig geïntegreerde markt (zie onderstaande figuur).

De VREG denkt dat er verdere analyse en onderzoek nodig is om te bepalen welk systeem het beste zou kunnen werken voor Vlaanderen, maar voor welk marktmodel men ook zal opteren, in elk geval staat het vast dat de netbeheerders (TNB, PVN-beheerder en DNB's) veel intensiever zullen moeten samenwerken dan dat vandaag het geval is. We vinden het bovendien een belangrijk principe dat er moet gezocht worden naar de meest techno-economisch efficiënte oplossing voor de maatschappij in zijn geheel zodat het eindresultaat positief is voor de netgebruikers.

Coordination Scheme	Benefits	Attention points
Centralized AS market model	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Efficient scheme in case only the TSO is a buyer for the service ▪ A single market is low in operational costs and supports standardized processes ▪ Most in line with current regulatory framework 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No real involvement of DSO ▪ DSO grid constraints not always respected
Local AS market model	<ul style="list-style-type: none"> ▪ DSO has priority to use local flexibility ▪ DSO supports actively AS procurement ▪ Local markets might create lower entry barriers for small scaled DER 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ TSO and DSO market cleared sequentially ▪ Local markets might be rather illiquid ▪ Need for extensive communication between the TSO market and the local DSO markets
Shared balancing responsibility model	<ul style="list-style-type: none"> ▪ The TSO will need to procure a lower amount of AS ▪ Local markets might create lower entry barriers for small scaled DER ▪ Clear boundaries between system operation TSO and DSO 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Total amount of AS to be procured by TSO and DSO will be higher in this scheme ▪ BRPs might face higher costs for balancing ▪ Small local markets might be not liquid enough to provide sufficient resources for the DSO ▪ Defining a pre-defined schedule methodology agreed by both TSO/DSO might be challenging
Common TSO-DSO AS market model	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Total system costs of AS for the TSO and local services for the DSO are minimized ▪ TSO and DSO collaborate closely, making optimal use of the available flexible resources 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Individual cost of TSO and DSO might be higher compared to other schemes ▪ Allocation of costs between TSO and DSO could be difficult
Integrated flexibility market model	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Increased possibilities for BRPs to solve imbalances in their portfolio ▪ High liquidity and competitive prices due to large number of buyers and sellers 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Independent market operator needed to operate the market platform ▪ Negative impact on the development and liquidity of intraday markets ▪ TSO and DSO need to share data with IMO

Figuur 5: Marktmodellen voor coördinatie DNB-TNB bij Ondersteunende Diensten (Bron: Smartnet, 2017)