



Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt
Publiekrechtelijk vormgegeven extern verzelfstandigd agentschap
Graaf de Ferrarisgebouw | Koning Albert II-laan 20 bus 19 | B-1000 Brussel
Gratis telefoon 1700 | Fax +32 2 553 13 50
Email: info@vreg.be
Web: www.vreg.be

Advies van de Vlaamse Regulator
van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 15 februari 2016

**met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-
elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit**

Inhoud

1.	Inleiding.....	4
2.	Doel en scope.....	5
2.1.	Doel	5
2.2.	Scope	6
3.	Overzicht bestaande Vlaamse regelgeving.....	7
4.	Nieuwe definities en rollen.....	8
4.1.	Totstandkoming van de visie	8
4.2.	Introductie van nieuwe definities.....	9
4.3.	Flexibiliteit voor verschillende doeleinden	13
4.4.	Introductie van nieuwe rollen	14
4.4.1.	Introductie van Dienstverlener van Flexibiliteit (Flexibility Service Provider = FSP)	14
4.4.2.	Introductie van Aanvrager van flexibiliteit (Flexibility Requestor Party = FRP)	15
4.5.	Aanpassing van bestaande definities en rollen.....	16
4.5.1.	Definitie en rol van aggregator.....	16
4.5.2.	Definitie van vraagzijdebeheer en het verschil met vraagbeheer	19
4.5.3.	Definitie van marktpartij	19
4.6.	Voorstel aanpassing regelgeving	19
5.	Algemene principes voor facilitatie van flexibiliteit in de energiemarkt.....	21
5.1.	Het probleem van Energieoverdracht.....	21
5.2.	Verschillende modellen	22
5.3.	Algemene basisprincipes en impact op de regelgeving	26
5.4.	Aanbeveling en rol van de VREG	26
6.	Rol van de netbeheerder in flexibiliteit	28
6.1.	Databeheerder en marktfacilitator.....	28
6.1.1.	Algemene Context	28
6.1.2.	Rol van de netbeheerder in het kader van facilitatie van flexibiliteit op MS-/HS- elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit	29
6.1.3.	Minimale voorwaarden voor databeheerder en marktfacilitator	30
6.1.3.1.	<i>Voorwaarde 1: Onafhankelijkheid</i>	30
6.1.3.2.	<i>Voorwaarde 2: Neutraliteit</i>	30
6.1.3.3.	<i>Voorwaarde 3: Vertrouwelijkheid van gegevens</i>	31
6.1.3.4.	<i>Voorwaarde 4: Dataveiligheid</i>	31
6.1.3.5.	<i>Voorwaarde 5: Transparantie verwerking gegevens</i>	31
6.1.4.	Nieuwe taken en processen van de databeheerder op het distributienet	32
6.1.4.1.	<i>Basisdiensten</i>	32
A)	<i>Beheer van het flexibiliteit toegangsregister</i>	32
B)	<i>Beheer van het flexibiliteit activatieregister</i>	32
C)	<i>Berekeningen in het kader van de settlement van Energieoverdracht</i>	32
6.1.4.2.	<i>Extra diensten</i>	32
6.1.4.3.	<i>Kritiek van de stakeholders</i>	33
6.1.5.	Voorstel Aanpassing Regelgeving.....	33
6.2.	(Sub) Metering	33
6.2.1.	Standpunt 2015-2016 voor MS-/HS- elektriciteitsdistributienet	33
6.2.2.	Vorming langetermijnvisie en impact op de regelgeving	36
6.3.	Bewaken van operationele veiligheid	36
6.3.1.	Principe	36
6.3.2.	Vandaag: Netwerk Flex Studie	36

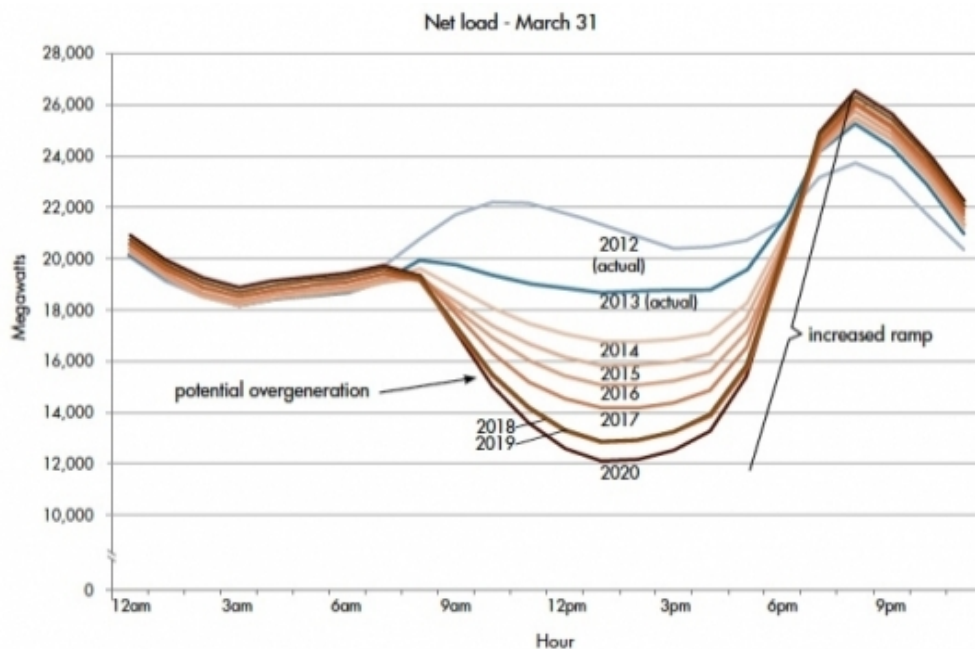
6.3.3. Toekomst: Actief Distribution System Management?.....	37
6.4. Taken door derde partijen.....	37
6.5. Systeembeheer: bijkomende vragen in het kader van flexibiliteit en de rol van de DNB.....	39
6.5.1. Mag de DNB zelf flexibiliteit aankopen en onder welke voorwaarden? 39	
6.5.2. Mag de netbeheerder de rol van aggregator op zich nemen?	40
6.5.3. Kan de DNB eigen opslageenheden inzetten voor netbeheer?	40
.....	43
7. Ondersteunende diensten voor de DNB.....	44
7.1. Introductie van OD Regels	44
7.1.1. Bestaande regelgeving omtrent Ondersteunende diensten	44
7.1.2. Noodzaak aan een nieuw instrument.....	45
7.1.3. Introductie van de OD Regels.....	46
7.2. Reactief vermogen	48
7.3. Voorstel Aanpassing Regelgeving	48
7.3.1. Aanpassing Energiedecreet	48
7.3.2. Aanpassing Technische reglementen	48
8. Mogelijke onderwerpen voor verder onderzoek, analyse en advies.....	49
9. Conclusie voor de decreetgever	49
Bibliografie.....	51

1. Inleiding

Allerlei factoren zoals de opkomst en integratie van hernieuwbare energie, de stijging van lokale productie en de prosumenten, de instabiliteit van de productie van de kerncentrales, de dalende rentabiliteit van gascentrales en bijgevolg hun cocooning of sluiting, de veroudering van delen van de netinfrastructuur en de opkomst van nieuwe technologieën (opslag, slimme IT-technieken voor aggregatie,...) en nieuwe marktpartijen (aggregatoren, ESCO's,...) zorgen voor **een veranderende context**.

Deze veranderende context heeft verschillende gevolgen:

- Wijzigingen in de traditionele elektriciteitsverbruikscurves: de traditionele **piekmomenten worden minder voorspelbaar** doordat ze groter en sneller kunnen optreden afhankelijk van het aandeel van hernieuwbare energie op dat moment. Een voorbeeld hiervan zijn de voorspelde effecten van de piek van de energieproductie uit zonnepanelen op de middag in het netto afnameprofiel van Californië (een regio met heel veel PV) in figuur 1;



Figuur 1: "Duck Curve" - Evolutie elektriciteitsprofiel in Californië bron: (Lazar, 2014)

- Een **evolutie** van het elektriciteitssysteem van een centraal georganiseerd model **naar een decentraal systeem** (zie figuur 2) met gevolgen voor het distributienet, distributienetgebruikers en de distributienetbeheerder: meer risico op congestie en spanningsproblemen, minder aansluitingscapaciteit ter beschikking, veranderende rollen en verantwoordelijkheden, nieuwe interacties en processen van DNB met TNB, BRP, aggregatoren,...
- Evolutie en **bewustwording van de netgebruiker** van een passieve naar een actieve deelname aan de energiemarkt;
- Meer **Europese regelgeving**: Energie-efficiëntierichtlijn, Europese netwerkcodes, herziening van het marktdesign (zoals aangekondigd in het zogeheten "Summer Package" uit 2015),...

Deze zorgen alle voor een toegenomen nood aan flexibiliteit in het distributienet als een deel van de oplossing voor de uitdagingen van de energietransitie. Er zijn reeds initiatieven, maar een algemeen kader ontbreekt tot nu toe.



Figuur 2: Schema evolutie van centraal naar decentraal model (bron: eigen VREG schema)

2. Doel en scope

2.1. Doel

In de inleiding gaven we reeds aan dat er door allerlei factoren nood is aan een reglementair kader voor flexibiliteit. Het doel van dit advies aan de Vlaamse decreetgever is om een aanvang te bepleiten van een reglementair kader voor flexibiliteit zodat de **belangrijkste definities, principes en erkenning van verschillende marktrollen verankerd worden**, er een basis kan gegeven worden voor een contractueel kader tussen de verschillende partijen en de rol, nieuwe taken en verantwoordelijkheden van de DNB kunnen verhelderd worden.

Een advies van CEER gaf een aantal regulatoire barrières aan voor de ontwikkeling van flexibiliteit en vraagbeheer zoals (CEER, 2014):

- **Lack of an overall framework for Demand Side Flexibility:** a coordinated framework may be required to set out what needs to be achieved to realise DSF but leave participants the freedom to determine how to reach that goal [...]
- **Need for clearly defined roles for market participants:** this is clearly an issue which presents stakeholders with difficulties, though there are differing views among them on the exact delineation between roles. The lack of clarity regarding the role of aggregators as well as the relationship between TSOs, DSOs and market operators is problematic.
- **Role of DSOs:** [...] Whether or not the DSO is already a market facilitator will likely impact its future role in an evolving energy market. **There should be equal and fair access to DSF markets for all actors in these differing market set-ups.**
- Regulatory preparation for a **more actively managed distribution network** is necessary.

De VREG is van mening dat dit **geldig is** niet alleen voor vraagbeheer, maar **voor alle vormen van flexibiliteit**. Dit advies wil **een eerste stap zijn om een aantal van deze zaken te op te lossen**, maar het is **zeker niet het eindpunt**. Hoogstwaarschijnlijk zal het kader verschillende updates, verdieping in bepaalde deelonderwerpen en bijstellingen nodig hebben de komende jaren door de inburgering en opkomst van nieuwe technologieën (slimme meters, elektrische voertuigen, verbetering van en nieuwe opslagtechnologieën,...), evoluties van de Europese wetgeving, evoluties op het federale niveau en voortschrijdend inzicht in overleg met de marktpartijen.

2.2. Scope

De scope van dit advies is beperkt tot een kader voor **flexibiliteit op het elektriciteitsnet in Vlaanderen** en niet voor het gasnetwerk. Deze keuze is gemotiveerd door de brief¹ die de distributienetbeheerders stuurden naar de minister van energie met de vraag voor een kader, alsook de feedback van verschillende marktpartijen dat er nood was aan een regulatoire richting als basis voor een steviger contractueel kader.

Verder is de scope beperkt tot een kader voor het **midden- en hoogspanningselektriciteitsdistributienet** en het **plaatselijk vervoernet** van elektriciteit. De keuze om nog geen kader voor het laagspanningsnet op te nemen, is gemaakt omdat er al een concreet potentieel is voor flexibiliteit op deze eerste netten en er al partijen actief zijn. Een visie voor het laagspanningsnet moet er zeker ook komen, maar de ontwikkeling van een kader zal daar meer werk vragen en een veel grotere impact hebben. Bovendien is deze sterk verbonden met de beslissing van de Vlaamse Regering tot een mogelijke uitrol van de slimme meter. Verder is de kost per MW van flexibele vraag in het algemeen lager voor industriële verbruikers dan voor commerciële en residentiële verbruikers. Het hogere potentieel voor flexibiliteit voor verbruikers op grote schaal verhoogt de effectiviteit van de kosten geassocieerd aan de implementatie (Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC, 2015).

Er is een **link met de studie** die de CREG uitvoert op vraag van de federale minister voor energie over aanbevelingen om **vraagbeheer te faciliteren**. De VREG toetst zijn visie voor flexibiliteit regelmatig af met de CREG², maar wil in de scopeafbakening aangeven waar hij denkt dat het over federaal respectievelijk regionaal gereguleerde materie gaat (niet exhaustief):

- Federaal:
 - Keuze marktmodel om energieoverdracht op te lossen en de modaliteiten hieromtrent (zie Hoofdstuk 5)
 - Modaliteiten Ondersteunende diensten waar het federale niveau voor bevoegd is (balancing, adequacy,...) of flexibiliteitsdiensten verhandeld op de elektriciteitsbeurs;
- Regionaal:
 - Impact van het marktmodel voor energieoverdracht op het Vlaams distributienet:
 - Impact op netgebruikers van het distributienet;
 - Impact op leverancier, toegangshouder en DNB;
 - Rol van de Distributienetbeheerder
 - Datastromen en meetgegevens distributienet
 - Ondersteunende diensten voor de DNB en de impact van Ondersteunende Diensten voor de TNB uitgevoerd door distributienetgebruikers;
 - (Flexibele) aansluiting en toegang tot het distributienet en het plaatselijk vervoernet
 - Modulatie van decentrale productie-eenheden
 - Impact op de operationele veiligheid van flexibiliteit door derde partijen.
 - Alle processen rond (sub)-metering op het distributienet en het plaatselijk vervoernet

Verder is de **impact** van dit kader **op de tariefstructuur en tariefmethodologie buiten de scope** van dit advies. Deze zullen worden behandeld in de latere publieke consultaties van de VREG in het kader van de invoering van een nieuwe of de herziening van een bestaande tariefmethodologie en/of tariefstructuur.

Flexibiliteit bij **netgebruikers uit gesloten distributienetten** valt ook **buiten de scope** van dit advies, maar volgens de VREG zouden alle netgebruikers dezelfde rechten moeten hebben. Specifieke

¹ Brief van Synergrid op 15.01.2015 met als onderwerp "Oproep tot een regionaal wettelijk kader voor de ontwikkeling en de facilitatie van de flexibiliteitsmarkt in de elektriciteitsdistributienetten [...]" aan de 3 gewestelijke ministers van Energie

² Op het tijdstip van dit advies heeft CREG al een tussentijds verslag van de studie uitgebracht dat voorligt ter consultatie.

artikels om deze rechten te respecteren en de rol van de gesloten distributienetbeheerder zullen meegenomen worden in de volgende herziening van de technische reglementen.

3. Overzicht bestaande Vlaamse regelgeving

In het Energiedecreet zijn reeds een aantal bepalingen opgenomen door de implementatie van de Energie-efficiëntie richtlijn. Deze geven echter geen algemeen kader voor flexibiliteit (zie verder voor bespreking). Verder zijn er ook aantal, beperkte bepalingen in de technische reglementen over decentrale productie-eenheden³, maar opnieuw ontbreekt een algemeen kader.

In het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit (TRDE)⁴ zijn al de volgende bepalingen opgenomen voor Ondersteunende Diensten (die een vorm zijn van flexibiliteit):

Artikel IV.5.4.1 Ondersteunende diensten

§1 Een elektriciteitsdistributienetgebruiker aangesloten op een elektriciteitsdistributienet en voorzien van een meetinrichting die het verbruiksprofiel registreert, of een door hem aangestelde partij, kan ondersteunende diensten aanbieden aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de transmissienetbeheerder.

§2 De elektriciteitsdistributienetbeheerder stelt de technische specificaties op voor de ondersteunende diensten die hij wenst te verkrijgen en legt die ter goedkeuring voor aan de VREG.

§3 De diensten aangeboden aan de transmissienetbeheerder voldoen aan de desbetreffende bepalingen van het Technisch Reglement Transmissie.

§4 De elektriciteitsdistributienetbeheerder kan enkel zijn veto stellen voor de levering van de ondersteunende diensten indien door de levering ervan de operationele veiligheid van zijn elektriciteitsdistributienet in het gedrang komt, in welk geval hij dit motiveert.

§5 Op verzoek bezorgt de elektriciteitsdistributienetbeheerder de leverancier van deze diensten die een contract heeft met de netgebruiker of indien van toepassing, zijn tussenpersoon die een contract heeft met deze netgebruiker, de nodige meetgegevens, conform de bepalingen die van toepassing zijn op het ter beschikking stellen van gegevens aan de toegangshouder.

§6 De leverancier van deze diensten die een contract heeft met de netgebruiker of indien van toepassing, zijn tussenpersoon die een contract heeft met deze netgebruiker, sluit een overeenkomst met de elektriciteitsdistributienetbeheerder. Deze overeenkomst bepaalt onder meer:

- de procedure die de elektriciteitsdistributienetbeheerder toepast op de kwalificatie van het toegangspunt;
- de informatie die de dienstenleverancier ter beschikking moet stellen van de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor de netanalyse en na de levering van de diensten;
- de wijze waarop de elektriciteitsdistributienetbeheerder de meetgegevens zal overmaken;
- de respectievelijke aansprakelijkheden.

§7 De elektriciteitsdistributienetbeheerder verleent aan de transmissienetbeheerder de nodige bijstand bij de controle op de beschikbaarheid en de levering van de ondersteunende diensten aan de transmissienetbeheerder.

³ Voor een bespreking hiervan verwijzen we naar ons toekomstig advies over aansluiting met flexibele toegang.

⁴ Versie van 5 mei 2015

4. Nieuwe definities en rollen

4.1. Totstandkoming van de visie

Zoals vermeld in §2 is het doel van het advies niet om reeds uitgebreide processen vast te leggen in de regelgeving, maar om **een basiskader** te creëren dat een **richting geeft voor het marktoverleg** en **het uitwerken van een contractueel kader tussen de marktpartijen**. Dit advies geeft hiervoor een eerste aanzet door aanbevelingen te doen voor de decreet- en besluitgever om aanpassingen te doen in de hoogste regelgevende instrumenten: Energiebesluit en Energiedecreet. Dit advies is zeker niet het eindpunt, maar eerder het begin van een traject waarbij het kader dat gecreëerd wordt in de hoogste regelgeving aanleiding geeft tot verdere uitwerking in de technische reglementen en het contractuele kader. De VREG zal hier zeker zijn rol spelen, maar wil ook de **ruimte laten aan het marktoverleg en de marktpartijen** binnen de verschillende fora zoals de Atrias Flex Werkgroep, de Elia Expert Werkgroep of nieuwe, toekomstige platformen. **Compromissen gedragen door alle stakeholders** die in deze werkgroepen gesloten worden, **zal de VREG meenemen in zijn verdere implementatie en aanbevelingen** rond het onderwerp flexibiliteit.

Verder kan er ook verwacht worden dat de komende jaren nog heel wat zal bewegen op het Europese niveau via de netwerkcodes en de herzieningen die Europa voorbereidt van de verschillende richtlijnen over energie (RES-richtlijn, Energie-efficiëntie Richtlijn, "Summer package"-initiatief enz...).

De VREG kiest daarom voor een pragmatische aanpak door eerst te **focussen op definities, nieuwe rollen, uitbreiding van bestaande rollen** en het **vastleggen van basisprincipes** die zo breed mogelijk geldig moeten kunnen zijn in een algemeen kader. Ook door het introduceren van nieuwe instrumenten zoals de OD regels wil de VREG op de snelle evoluties anticiperen die nog mogen verwacht worden in dit domein. Hoogstwaarschijnlijk zullen er dus nog vervolgadvisies nodig zijn over specifieke, nieuwe onderwerpen zoals het statuut van opslageenheden, een specifiek kader voor flexibiliteit op laagspanning bij introductie van de slimme meter of meer specifieke verdiepingen van marktprocessen. Het eerste van deze vervolgadvisies over een vorm van flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met flexibele toegang) is reeds gepland voor 2016.

De VREG heeft zich voor de **ontwikkeling van zijn zienswijze op flexibiliteit** sterk geïnspireerd op de **zienswijze op het Europese en federale niveau**⁵:

- Position Papers en antwoorden op bevestigingen van de organisaties van Europese regulatoren ACER/CEER;
- Resultaten van Europese proefprojecten;
- Aanbevelingen van denktanks zoals de Smart Grid Taskforce en THINK die werden aangesteld door de Europese Commissie;
- Studies die de Europese commissie bestelde bij studie bureaus zoals Ecofys en Tractebel Engineering;
- Rapporten en studies van andere Europese en Belgische regulatoren zoals CREG, Ofgem & CWaPE;

Verder heeft de VREG ook rekening gehouden met de **feedback van de stakeholders** op het Beleidsplatform en in bilateraal overleg. Zo presenteerde VREG een eerste versie van de principes op het beleidsplatform van 21 september 2015. De VREG ontving daarna feedback van Elia, Eandis en Infrac, Essenscia, BDRA, Febeliec, FEBEG, ODE, Cogen, EDF Luminus, de agentschappen LNE & VEA van de Vlaamse Overheid en heeft hier terdege rekening mee gehouden. Een overzicht van hun feedback kan u op de VREG website vinden, indien zij aangaven dat deze als niet-confidentieel mag behandeld worden.

⁵ Voor een volledig overzicht verwijzen we naar de Bibliografie op het einde van dit document.

Dit hoofdstuk handelt verder over de definitie voor flexibiliteit, een aantal noodzakelijke verduidelijkingen in bestaande definities en de introductie van een nieuwe rol: de Flexibility Service Provider (FSP) of Aanbieder van Flexibiliteitsdiensten of Dienstverlener van flexibiliteit.

4.2. Introductie van nieuwe definities

Een goede definitie voor flexibiliteit is van groot belang omdat het de basis vormt voor het volledige regulerende kader errond en zijn toepassingsgebied. De algemeen aanvaarde definitie op Europese niveau voor flexibiliteit is de definitie van (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015)⁶:

“Flexibility is the modification of generation injection and/or consumption patterns in reaction to an external signal in order to provide a service within the energy system”

De VREG presenteerde deze definitie oorspronkelijk in zijn eerste versie van de beleidsvoorstellen, maar een aantal stakeholders gaven de volgende elementen van kritiek:

- Het is niet duidelijk wat er precies wordt bedoeld met externe signalen. Dit kan daarom zeer breed geïnterpreteerd worden.
- Er is niet altijd sprake van het leveren van een dienst. Men kan ook flexibiliteit uitvoeren voor eigen, financieel voordeel.
- Bepaalde ondersteunende diensten zoals primaire reserve zijn niet gebaseerd op een extern signaal, maar op een lokaal gemeten grootheid zoals de frequentie.

Rekening houdend met de kritiek van de stakeholders stelt de VREG daarom de volgende definitie voor:

Flexibiliteit is “de wijziging van het profiel van productie, injectie, verbruik of afname van energie in reactie op een extern signaal of lokaal gemeten grootheid – al dan niet via een derde partij - teneinde ofwel een dienst in het energiesysteem te verlenen ofwel een financieel voordeel te verkrijgen.”

Flexibiliteit omvat zowel vraagbeheer, flexibele productie als opslag van energie, zowel door een **opwaartse als neerwaartse aanpassing** te doen. Het volgende schema verduidelijkt meer hoe dit mogelijk is voor DER⁷:

	Downward adjustment*		Upward adjustment*
Flexible operation of DG	Temporary production decrease (e.g. wind curtailment) - P		Temporary production increase (e.g. from backup generators) + P
Electric energy storage	Charging + C		Discharging + P
Electric vehicles	Charging (smart charging) + C		Discharging (vehicle-to-grid services) + P
Demand response	Temporarily consuming more + C		Temporarily consuming less - C

* Limited potential in all cases, to be discussed

- P ... producing less // + P ... producing more
- C ... consuming less // + C ... consuming more

Figuur 3: De mogelijkheid om opwaartse of neerwaartse aanpassingen te doen in het elektriciteitssysteem Bron: (THINK, 2013)

⁶ De aanbevelingen van deze denktank hebben een goede reputatie omdat de Taskforce bestaat uit allerlei experts van veel verschillende, betrokken Europese organisaties zoals DG ENER (Europees Energie-agentschap), CEER (regulators), Eurelectric (producenten), ENTSO-E (transmissienetbeheerders), GEODE (distributienetbeheerders), SEDC (Aggregatoren), enz....

⁷ DER: Distributed Energy Resources of alle vormen van vraagbeheer, flexibele productie en opslag aangesloten op het distributienet.

De exacte betekenis van het begrip 'extern signaal' is niet eenvoudig. De Smart Grid Task Force en andere (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015) (THINK, 2013) stellen dat dit **zowel een activatiesignaal als een prijssignaal** kan zijn.

- Hierbij is een *activatiesignaal* een werkelijk stuursignaal dat gestuurd wordt om flexibiliteit te activeren. De netgebruiker activeert dan een flexibel volume of vermogen op basis van dit stuursignaal verzonden door de dienstverlener van flexibiliteit (FSP)⁸ of de aanvrager ervan (FRP)⁹. De VREG en vrijwel alle stakeholders gaan akkoord met deze definitie van activatiesignaal.
- Een *prijssignaal* is een prijsformule waarbij de netgebruiker zelf beslist in welke mate hij reageert op de signalen van prijs die worden doorgegeven. Deze definitie van het begrip prijssignaal zorgt echter voor meer discussie omdat men zich de vraag kan stellen of alle Time-Of-Use¹⁰ tarieven zoals bijvoorbeeld het bestaande dag/nacht tarief hieronder zouden vallen. Na intern onderzoek is VREG van oordeel dat men dit vraagstuk kan oplossen door **een onderscheid te maken tussen dynamische en statische prijssignalen**.
- *Dynamische prijssignalen* kan men dan zien als signalen of prijsformules die afhangen van **ogenblikkelijke** markt- of netomstandigheden of prijssignalen die niet statisch zijn. Ze hangen af van de huidige status van het systeem en zijn niet (makkelijk) voorspelbaar (Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC, 2015) (Ofgem, September 2015). Een voorbeeld hiervan zijn netgebruikers met een "pass-through" contract. Hierbij hebben leveranciers afspraken met hun netgebruiker waarbij de prijs van de aangerekende energie per kWh als prijssignaal wordt doorgestuurd dat afhangt van de imbalanstarieven van Elia of de groothandelsprijs op de Belpexbeurs van dat kwartier. De netgebruiker wordt zo aangemoedigd om zijn verbruik aan te passen.
- *Statische prijssignalen* variëren dan per vastgestelde tijdsperiode door middel dat ze **op voorhand vastliggen** en zich **repetitief per tijdsperiode herhalen**. De netgebruiker weet perfect op voorhand welk tarief in welke periode zal aangerekend worden en past al dan niet zijn verbruik of productie van elektrische energie hieraan aan. Een typisch voorbeeld is het dag/nacht tarief.
Volgens ons voorstel, maar ook volgens de meeste aanbevelingen in Europese literatuur, geeft het regulerend kader voor flexibiliteit een aantal rechten en plichten mee die we verder zullen beschrijven. Het lijkt de VREG echter niet wenselijk dat deze rechten en plichten zouden moeten gelden voor elke netgebruiker die op een statisch prijssignaal reageert gezien de grote administratie en implementatie dat dat met zich mee zou brengen voor een hele grote groep netgebruikers en waarvoor er bij de verschillende stakeholders ook geen wens bestaat om dit te doen. Dit wil natuurlijk niet zeggen dat statische prijssignalen geen rol kunnen spelen in de tarifiering door leverancier en netbeheerder¹¹. We bedoelen eerder dat statische prijssignalen geen deel uit maken van het algemeen kader voor facilitatie van flexibiliteit in de energiemarkt zoals verder beschreven.

De VREG stelt bijgevolg voor om in de definitie van het begrip extern signaal, naast activatiesignalen **enkel dynamische prijssignalen** op te nemen:

*Een Extern Signaal is "Een **activatiesignaal of een dynamisch prijssignaal** met als doel Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem te veroorzaken"*

⁸ Als afkorting behouden we graag die van de Engelse term FSP of Flexibility Service Provider omdat deze voor geheel België dan kan gebruikt worden.

⁹ Voor een definitie van deze rollen zie § 4.4

¹⁰ Time of Use: Prijssignalen waarbij het te betalen tarief verschilt per periode en naargelang het energieverbruik. Een veel voorkomende variant is een verschillende tarief voor peak-momenten (dag) en off-peak momenten (nacht/weekend).

¹¹ Impact op tariefmethodologie en tariefstructuur vallen buiten de scope van dit advies.

Om verder het toepassingsgebied van het regulerend kader af te bakenen stelt de VREG een bijkomende definitie voor specifiek voor flexibiliteit op het distributienet¹² om ook de flexibiliteit bij een specifiek proces mee te nemen en niet enkel de flexibiliteit waarneembaar op de aansluiting met het distributienet:

***Flexibiliteit op het Elektriciteitsdistributienet** is "Flexibiliteit die plaatsvindt bij een (groep van) netgebruiker(s) aangesloten op het elektriciteitsdistributienet of daaraan gekoppelde gesloten distributienetten, al dan niet op de binneninstallatie(s) van deze netgebruiker(s)*

Voor de duidelijkheid willen we ook een aantal begrippen die vaak samen met flexibiliteit genoemd worden definiëren:

- **Flexibele productie:** "productiecapaciteit waarvan de injectie kan gevarieerd worden om aan de noden van het net te voldoen." (CEER, 2014)
- **Decentrale productie** of "Distributed Generation": "productie-eenheden als productie-installaties aangesloten op het elektriciteitsdistributienet of op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit waarvan de inschakeling niet centraal beheerd wordt"

Flexibele productie kan dan zowel door decentrale productie als door grotere centrales geleverd worden, zolang ze technisch daartoe in staat zijn.

- **Energieopslag:** "De activiteit om energie op te nemen wanneer en in welke vorm het beschikbaar is, op te slaan in welke vorm het beste is (met of zonder conversie) en de energie dan terug in het net te zetten in welke vorm het beste is (met of zonder conversie) voor het verbruik wanneer men het nodig heeft" (Fink & Beaty, 1978) (THINK, 2012)

Deze definitie is een bredere definitie dan enkel de opslag van elektrische energie. Dit is een bewuste keuze omdat de VREG **het principe van technologie-neutraliteit** wil garanderen. Alle vormen van energieopslag moeten gelijk behandeld worden in een kader over flexibiliteit. De VREG is van mening dat het level playing field voor elke technologie dezelfde moet zijn. Daarna is het aan de marktwerking om te zien welke technologieën commercieel het interessantste zijn binnen dit kader. De VREG is sterk van mening dat de rol van het regulerend kader is **om de barrières weg te nemen** voor de ontwikkeling **van nieuwe technologieën**¹³ zoals vraagbeheer en energieopslag, maar niet om bepaalde, specifieke technologieën binnen deze groepen te bevoordelen tegenover andere **tenzij** dit een **expliciete keuze** is van de **decreetgever**.

*Vraagbeheer: "een vorm van **flexibiliteit** waarbij een afnemer op **vrijwillige basis** zijn **netto-afname** opwaarts of neerwaarts aanpast op basis van **externe signalen**"*

Een belangrijke implicatie bij de definitie van vraagbeheer¹⁴ 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.

De VREG neemt ook de bewoording van de CREG over in verband met netto-afname. Dit wil zeggen dat de manier waarop de afname op het net wordt beheerd het gevolg kan zijn van een afname van het verbruik, maar even goed van een toename van lokale productie of het gebruik van een

¹² Flexibiliteit op het Plaatselijk Vervoernet kan analoog gedefinieerd worden.

¹³ Een dergelijke opdracht zit ook al verweven in de taken van de regulator volgens het Energiedecreet.

¹⁴ Een alternatieve benaming zou "vraagzijdeflexibiliteit" kunnen zijn. Zie ook 4.5.2.

opslagcapaciteit (CREG, 2016). Opnieuw wordt hierdoor het principe van technologieneutraliteit¹⁵ gerespecteerd en creëert het een basis voor een level-playing field voor alle technologieën.

Verder willen we ook voorstellen om een definitie op te nemen in de regelgeving die het verschil aangeeft tussen commerciële en technische flexibiliteit:

Commerciële flexibiliteit: *flexibiliteit, al dan niet via een derde partij, waarbij de deelname vrijwillig is en gebeurt in een georganiseerde energiemarkt met een vrije, commerciële prijs*

Technische flexibiliteit: *flexibiliteit, waarbij de deelname een **verplichting** is opgelegd door de netbeheerder, in het kader van de exploitatie van zijn net, al dan niet met een gereguleerde compensatie*

Ondersteunende diensten voor de netbeheerder worden als volgt gedefinieerd in het Energiedecreet:

“ondersteunende dienst: een dienst die nodig is voor de exploitatie van een transmissie- of distributienet”

We bespreken dit verder in Hoofdstuk 6 en 7, maar we willen het verband toch al leggen dat ondersteunende diensten zowel kunnen geleverd worden door commerciële flexibiliteit (bijvoorbeeld de tertiaire reserve van Elia) of technische flexibiliteit (huidige werking van congestiebeheer op het distributienet). Op termijn moet technische flexibiliteit gezien worden als een “last resort” voor de netbeheerder als er geen commerciële flexibiliteit beschikbaar is of als deze een te hoge prijs zou bereiken.

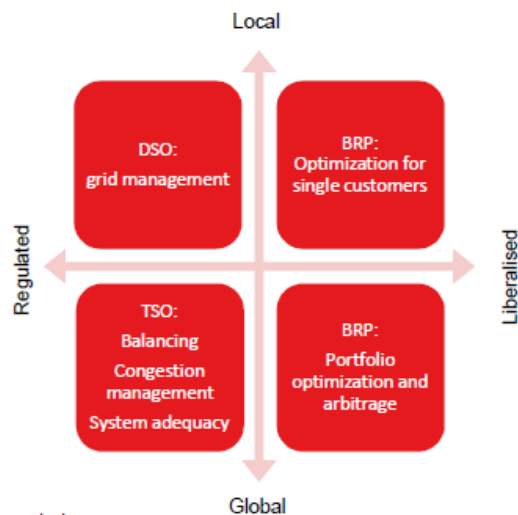
Als we deze definitie van commerciële flexibiliteit verder combineren met de definitie van vraagbeheer, is een belangrijke gevolgtrekking dus dat **vraagbeheer** altijd als een **vorm van commerciële flexibiliteit** moet georganiseerd worden, gezien het vrijwillige karakter van vraagbeheer.

¹⁵ Dit principe moet afgewogen worden tegenover andere principes zoals energie-efficiëntie en duurzaamheid.

4.3. Flexibiliteit voor verschillende doeleinden

1 kW of 1 MW flexibiliteit kan voor verschillende doeleinden ingezet worden zoals onder andere:

- Voor frequentiecontrole
- **Voor balancing** of het bewaren van het evenwicht tussen verbruik en productie in een bepaalde regelzone:
 - Voor de **reserves** van de TNB voor de Belgische regelzone
 - Evenwicht van de BRP of Evenwichtsverantwoordelijke:
 - **Inter-BRP**: Flexibiliteit waarbij de ene BRP aan de andere BRP een dienst levert (de netgebruiker heeft een andere BRP dan de aanvragende BRP);
 - **Intra-BRP**: Flexibiliteit waarbij de BRP rechtstreeks een flexibilitateitsdienst vraagt aan de netgebruiker waarvoor hij toegangshouder is.
- Voor arbitragerechten bij portfolio-optimalisatie bij de BRP of leverancier;
- **Voor korte termijn congestiebeheer** of het oplossen van een congestieprobleem¹⁶
 - Om een congestieprobleem op te lossen in het elektriciteitsdistributienet of het plaatselijk vervoernet;
 - Om een congestieprobleem op te lossen in het transmissienet;
- Om de **bevoorradingzekerheid** (= System adequacy) te garanderen voor de TNB zoals bijvoorbeeld in de strategische reserve van Elia;
- Om problemen van **spanningscontrole** op te lossen via het leveren of absorberen van reactieve energie;
- ...



Figuur 4: Classificatie van doeleinden voor flexibiliteit (Bron: Ecofys, Tractebel, Sweco & PWC, 2015)

Een studie van Ecofys e.a. (Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC, 2015) maakt een classificatie van de verschillende doeleinden volgens de dimensies of het doeleinde gereguleerd is of niet (is de aanvrager van de flexibiliteit een monopolie of opereert hij in een vrije markt?) en of het doeleinde een globaal of een lokaal probleem wil oplossen.¹⁷

¹⁶ Congestie is een situatie waarin een element van het net niet alle fysieke stromen kan opvangen zonder de operationele veiligheid in het gevaar te brengen (def. TRDE)

¹⁷ Zo wil een DNB bijvoorbeeld vooral de netwerkproblemen oplossen die zich in het lokale netwerk voordoen, maar vindt de TNB vooral het globale evenwicht van de regelzone belangrijk.

Men kan dus stellen dat eenzelfde MW verkocht kan worden aan verschillende partijen of dat verschillende partijen nood hebben aan een hoeveelheid flex om hun specifiek probleem op te lossen.

Het regulerend kader moet er dan voor zorgen dat :

- in de niet-gereguleerde markten er een level-playing field is voor elke partij die flexibiliteit wil aankopen of verkrijgen.
- in de gereguleerde markten van de ondersteunende diensten regels de prioriteit tussen TNB en DNB over het recht op gebruik van de flexibiliteit vastleggen zodanig dat de flexibiliteit wordt benut waar dat optimaal is voor de maatschappij.

Er is bijgevolg naast de nood aan een nieuwe rol van dienstverlener van flexibiliteitsdiensten, ook **nood aan een nieuwe rol** voor de **partij die flexibiliteitsdiensten aanvraagt of aankoopt**. Deze nieuwe rollen kunnen ingevuld worden door bestaande partijen zoals een DNB of een BRP, maar het valt niet uit te sluiten dat er ook volledig nieuwe partijen zullen ontstaan die deze rol opnemen.

4.4. Introductie van nieuwe rollen

Een bevraging van de CREG bij verschillende stakeholders (CREG, 2016) toonde aan dat het gebrek aan definitie van bepaalde, nieuwe marktfuncties en het gebrek aan een oplossing voor de energioverdracht (zie § 5) de voornaamste belemmeringen vormen voor de deelname van de vraag aan de elektriciteitsmarkten.

4.4.1. Introductie van Dienstverlener van Flexibiliteit (Flexibility Service Provider = FSP)

Als definitie voor een dienstverlener van flexibiliteit, kunnen we heel eenvoudig stellen:

Dienstverlener van flexibiliteit: elke natuurlijke persoon of rechtspersoon die flexibiliteit aanbiedt

De rol van dienstverlener van flexibiliteit kan ingevuld worden door of gecombineerd worden met de functie van:

- **Leverancier:** bijvoorbeeld kan een leverancier een flexibel contract afsluiten met zijn netgebruiker en deze flexibiliteit doorverkopen aan een Evenwichtsverantwoordelijke;
- **Evenwichtsverantwoordelijke** of BRP¹⁸: een evenwichtsverantwoordelijke kan bijvoorbeeld een aantal netgebruikers uit zijn portfolio aggregeren en aanbieden als flexibiliteit in een aanbesteding van de netbeheerder voor balancing reserves;
- **Onafhankelijke aggregator:** dit zijn onafhankelijke, derde partijen die de flexibiliteit van netgebruikers aggregeren om daarna door te verkopen als één portfolio van flexibiliteit;
- **Netgebruiker:** de netgebruiker kan ook zelf zijn flexibiliteit van zijn eigen toegangspunt rechtstreeks aanbieden.

De rol van FSP kan niet opgenomen worden door de netbeheerder of door de neutrale databeheerder en marktfacilitator zoals we verder zullen bespreken in hoofdstuk 6.

De basisprincipes vermeld in hoofdstuk 5 creëren een aantal rechten en plichten voor de FSP zoals bijvoorbeeld het recht op de vertrouwelijkheid van zijn commercieel gevoelige gegevens of de verplichting dat elke FSP de evenwichtsverantwoordelijkheid op zich moet nemen van de activering van de flexibiliteit in het geval dat de FSP niet de evenwichtsverantwoordelijke of leverancier is van de netgebruiker. De exacte rechten en plichten voor de FSP zijn best gealigneerd met het federale niveau en de andere gewestelijke niveaus in België¹⁹ en kunnen daarom op datum van dit advies nog niet

¹⁸ Balancing Responsible Party

¹⁹ De CREG voorziet een aanpassing van de federale wetgeving in "ideale omstandigheden" in Q2 2016 (CREG, 2016).

vastgelegd worden, omdat de beslissing over het marktmodel op federaal niveau nog in overleg is tussen de marktpartijen. Stakeholders zoals FEBEG stellen terecht dat een grondige impactanalyse nodig is van elk specifiek recht en plicht.

Verder stelt de CREG dat het aangewezen lijkt om een eenvoudige administratieve erkenningsprocedure in te voeren zodat enkel erkende marktspelers de functie van FSP op zich kunnen nemen. De erkenning zou dan ingetrokken kunnen worden in het geval van schending van de marktvoorschriften of van de voorwaarden waaronder de erkenning wordt toegekend (CREG, 2016).

Hierin moet men een afweging maken tussen het vermijden van creëren van barrières voor deelname van flexibiliteit, de bescherming van de netgebruikers en de zaken die nodig zijn voor het bewaken van de operationele veiligheid. De VREG stelt daarom voor **om analoog aan de rol van leverancier** op decretaal niveau **enkel de definitie van FSP** vast te leggen en een erkenningsprocedure geïnspireerd op het artikel 4.3.1 van de leveranciersvergunning, maar een veel lichtere variant daarvan:

Art. X Erkenning als dienstverlener van flexibiliteit

§ 1. De dienstverlening van flexibiliteit op het distributienet of op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit is onderworpen aan de voorafgaande aanvraag tot erkenning van de dienstverlener van flexibiliteit door de VREG.

In afwijking van het eerste lid is 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, niet onderworpen aan een voorafgaande erkenning.

§ 2. De technische reglementen bevatten de voorwaarden en de procedure tot toekenning, wijziging en opheffing van een erkenning als dienstverlener van flexibiliteit vast.

Er wordt een uitzondering gemaakt voor het leveren van technische flexibiliteit aan de netbeheerders, omdat deze al vervat zit in het aansluitingscontract en de regulering van ondersteunende diensten.

Verder willen we nog bemerken dat de term "Dienstverlener van balanceringsdiensten" of BSP die in de netwerkcodes gebruikt wordt een specifieke subcategorie is van FSP voor partijen die balanceringsdiensten uitvoeren voor de TNB.

De exacte rechten en plichten, alsook de procedure moeten uitgewerkt worden in de technische reglementen.

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.

4.4.2. Introductie van Aanvrager van flexibiliteit (Flexibility Requestor Party = FRP)

De aanvrager van flexibiliteit of de FRP kan men definiëren als:

Aanvrager van flexibiliteit: elke natuurlijke persoon of rechtspersoon die flexibiliteit aankoopt of aanvraagt

De rol van aanvrager van flexibiliteit kan ingevuld worden door, of gecombineerd met de functie van: netbeheerder, leverancier, evenwichtsverantwoordelijke of netgebruiker.

De rechten en plichten van de rol van FRP moeten net zoals die voor de andere rollen afgestemd worden met het federale niveau en de gewestelijke niveaus. Daarom is de VREG er voorstander om momenteel enkel de definitie van FRP te introduceren.

Het is interessant om een verschil te maken tussen de toepassing van flexibiliteit in gereguleerde markten en in niet-gereguleerde markten voor het onderscheiden van de rol van FRP. (Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC, 2015) stellen dat alle markten een aantal fundamentele, wettelijke regelingen hebben, maar de auteurs beschouwen de levering, trading en productie van elektriciteit als "ongereguleerde markten". De deelnemers aan de markt moeten voldoen aan bepaalde eisen, maar ze worden niet gehouden aan specifieke regulering voor monopolies. Ze stellen daardoor dat de "ongereguleerde" aankopers van flexibiliteit vooral traders en evenwichtsverantwoordelijken zijn. In gereguleerde markten is de aankoper van flexibiliteit dan een "gereguleerde" aankoper in de zin dat hij moet voldoen aan specifieke bijkomende monopolieregulering. Dit is bijvoorbeeld het geval voor de TNB of de DNB.

De VREG maakt hier de link met de scope van de andere hoofdstukken van het advies waarvan men kan stellen dat:

- Hoofdstuk 5 van toepassing is op **alle** flexibiliteit waarbij een derde, onafhankelijke partij die niet de leverancier is van de netgebruiker de FSP is, dus zowel in gereguleerde als ongereguleerde markten van flexibiliteit;
- Zowel hoofdstuk 5, als de delen 6.1 tot 6.4 van hoofdstuk 6 kunnen we dan ook zien als de basisregulering voor flexibiliteit op het elektriciteitsdistributienet²⁰;
- Deel 6.5 van hoofdstuk 6 en hoofdstuk 7 zijn dan specifieke regulering voor flexibiliteit door de netbeheerders in een monopoliesituatie of een gereguleerde markt.

4.5. Aanpassing van bestaande definities en rollen

Door de omzetting van de Energie-efficiëntie Richtlijn in 2013 zijn er reeds een aantal definities en artikels opgenomen in het Energiedecreet rond flexibiliteit. Deze richtlijn is echter voor interpretatie vatbaar op sommige vlakken en bepaalde Europese wetgeving in ontwikkeling (bijvoorbeeld de draft van de NC Balancing) spreekt ze zelfs tegen. De VREG gaf reeds een advies over de implementatie van de Energie-efficiëntie richtlijn (VREG, 2013), maar door voortschrijdend inzicht wil de VREG nu bepaalde aanbevelingen verder verduidelijken. Het advies uit 2013 is nog steeds geldig, maar om een stabiel regulerend basiskader voor flexibiliteit op te zetten is het van belang dat definities nog duidelijker zijn afgebakend, wat niet altijd geval is als men de letterlijke tekst van de richtlijn neemt.

4.5.1. Definitie en rol van aggregator

Aggregator wordt momenteel als volgt gedefinieerd in het Energiedecreet:

"dienstenverrichter die meerdere capaciteiten voor afname, consumptie, productie of injectie combineert om in georganiseerde energiemarkten te verkopen of te veilen"

Het klopt volgens de VREG dat een aggregator een "legale entiteit is die de afname, consumptie, productie of injectie van verschillende netgebruikers aggregeert" (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015). Dit is echter niet noodzakelijk om te verkopen of te veilen en ook niet noodzakelijk in een georganiseerde energiemarkt. Een evenwichtsverantwoordelijke kan bijvoorbeeld verschillende van zijn afnameklanten aggregeren om zijn portefeuille beter in evenwicht te kunnen houden wanneer de hernieuwbare energie in zijn portefeuille plots sterk fluctueert. Hij doet dit om geen boetes van onbalans aan Elia te moeten betalen, maar de capaciteit wordt niet verkocht of geveild.

De VREG stelt daarom voor om de definitie van aggregator als volgt aan te passen:

Aggregator is een "natuurlijke persoon of rechtspersoon die meerdere capaciteiten voor afname, consumptie, productie of injectie aggregeert"

Verder komt het begrip aggregator terug in een aantal artikelen voor o.a. afbakening van de rol van de netbeheerder (Art. 4.1.8/1, Art. 4.1.18/1, Art. 4.1.9, Art. 4.2.1, Art. 4.6.3 en Art. 4.6.5). Het begrip

²⁰ De toepassing van deze principes wordt ook besproken voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

aggregator is in deze artikels te beperkend omdat een dienstverlener van flexibiliteit inderdaad een derde partij kan zijn die de capaciteit van verschillende netgebruikers aggregereert, maar evengoed één grote industriële afnemer die flexibiliteit aanbiedt op één aansluitingspunt. Volgens de VREG moeten deze artikels geldig zijn voor alle FSP's en niet enkel voor aggregatoren.

De VREG stelt daarom voor om **in alle artikelen het woord "aggregator" te vervangen door "Dienstverlener van flexibiliteit"** of op zijn minst in alle artikels "Dienstverlener van flexibiliteit" toe te voegen. Dit is om alle bepalingen nog te laten gelden, maar om de ruimere definitie te kunnen capteren. **Voor artikel 4.1.8/1 is deze aanpassing ook van groot belang** voor de afbakening van de rol van de netbeheerder. Hoofdstuk 6 gaat hier dieper op in door te stellen dat de netbeheerder de taak moet opnemen om "flexibiliteit in de energiemarkt te faciliteren". Hierdoor is het van het uiterste belang dat de **netbeheerder zijn neutraliteit moet bewaren** en dus **in geen geval de rol van FSP op zich mag nemen**.

Dat de netbeheerder bepaalde rollen niet op zich mag nemen om zijn onafhankelijkheid en een niet-discriminatoire behandeling van alle marktpartijen te garanderen, is in lijn met het vorige advies van de VREG (VREG, 2013) en de algemene bepalingen van de Energie-efficiëntie Richtlijn. De VREG vindt het echter noodzakelijk om deze bepalingen te verruimen naar "dienstverlener van flexibiliteit" zoals hieronder voorgesteld:

Art. 4.1.18/1.

*De netbeheerders stellen, in nauwe samenwerking met aanbieders van energiediensten, **dienstverleners van flexibiliteit**, en afnemers, en na goedkeuring door de VREG, technische specificaties op met betrekking tot de toegang tot en de deelname van vraagzijdebeheer aan de markten inzake balanceringsdiensten-, en andere ondersteunende diensten op het distributienet. Deze technische specificaties zijn gebaseerd op de technische eisen van deze markten en de mogelijkheden die vraagzijdebeheer biedt.*

Art. 4.1.9

*De netbeheerder en zijn werkmaatschappij onthouden zich van elke vorm van discriminatie tussen producenten, aardgasinvoerders, evenwichtsverantwoordelijken, bevrachters, leveranciers, tussenpersonen, aanbieders van energiediensten, **dienstverleners van flexibiliteit**, afnemers en categorieën van afnemers.*

Art. 4.2.1.

§ 2. De technische reglementen, vermeld in § 1, bevatten voor het beheer, de toegang tot en de aansluiting op het net in ieder geval :
[...]

*2° de verplichtingen die opgelegd zijn aan producenten, evenwichtsverantwoordelijken, bevrachters, leveranciers, aanbieders van energiediensten met inbegrip van exploitanten van noodgroepen, **dienstverleners van flexibiliteit**, afnemers, aanvragers van toegang tot het net en aanvragers van een aansluiting op het net, om de netbeheerder in staat te stellen zijn net zo kwaliteitsvol mogelijk te beheren, inclusief de handels- en balanceringsvereisten opgelegd aan iedere leverancier van elektriciteit of aardgas aan afnemers in het Vlaamse Gewest;*

*3° de regels voor de uitwisseling van gegevens tussen de beheerder van het transmissienet, de vervoeronderneming, de distributienetbeheerders, de beheerder van het plaatselijke vervoernet van elektriciteit, de beheerder van het gesloten distributienet, de producenten, de aardgasinvoerders, de evenwichtsverantwoordelijken, de bevrachters, de tussenpersonen, de leveranciers, de aanbieders van energiediensten, **dienstverleners van flexibiliteit** en de afnemers;*
[...]

*6° de informatieverplichtingen of voorafgaande goedkeuring door de VREG van de operationele regels, algemene voorwaarden, typeovereenkomsten, formulieren en procedures die gebruikt worden door de netbeheerder ten aanzien van leveranciers, aanbieders van energiediensten, **dienstverleners van flexibiliteit** en afnemers;*

+ gelijkaardige artikels 4.6.3 & 4.6.5 voor Gesloten Distributienetten

Art. 4.1.32

[...]

20° de tarieven beletten netbeheerders of energiedetailhandelaren niet systeemdiensten beschikbaar te stellen voor vraagresponsmaatregelen, vraagzijdebeheer en gedistribueerde opwekking op

georganiseerde elektriciteitsmarkten, met name:
a) verschuiven van de belasting van piekperioden naar dalperioden omdat de eindafnemer rekening houdt met de beschikbaarheid van hernieuwbare energie, energie uit warmte-kranchtkoppeling en verspreide opwekking;
b) energiebesparing vanuit de vraagrespons van verspreide verbruikers door **dienstverleners van flexibiliteit**;
c) vermindering van de vraag resulterend uit energie-efficiëntiemaatregelen die door aanbieders van energiediensten met inbegrip van bedrijven die energiediensten leveren, zijn genomen;
d) de aansluiting op en verdeling van opwekkingsbronnen op lagere spanningsniveaus;
e) de aansluiting van opwekkingsbronnen vanuit een locatie dichterbij het verbruik;
f) energieopslag;

Art. 4.1.8/1.

*Een netbeheerder en zijn werkmaatschappij ondernemen geen activiteiten inzake het aanbieden van commerciële energiediensten, **het optreden als dienstverlener van flexibiliteit of het optreden als aggregator van commerciële flexibiliteit**.*

Niettegenstaande het eerste lid kan de netbeheerder of zijn werkmaatschappij diensten aanbieden ~~aan aandeelhouders/vennoten of~~ op grond van een openbaredienstverplichting die door dit decreet en zijn uitvoeringsbesluiten worden opgelegd.

De netbeheerder mag dus op geen enkele manier deelnemen aan de markt voor flexibiliteit of concurreren met andere FSP's. De VREG stelt echter ook voor om specifiek voor artikel Art. 4.1.8/1 toe te voegen dat de netbeheerder niet mag optreden als aggregator van commerciële flexibiliteit. Dat is om duidelijk aan te geven dat de netbeheerder wel kan optreden als aggregator van technische flexibiliteit, zoals gedefinieerd in deel 4.2. De reden hiervoor is dat de **VREG wil anticiperen op bepalingen in de Europese netwerkcodes**²¹ waarin het zal kunnen dat een TNB of een beheerder van een ander hogeliggend net voor redenen van operationele veiligheid als 'last resort' instructies geeft aan de DNB om het hogeliggend net te helpen het probleem op te lossen. Dit kan bijvoorbeeld door het leveren of absorberen van reactieve energie²². De netbeheerder zal dan wel mogelijk de technische competentie van aggregatie uit voeren, maar enkel voor redenen van operationele veiligheid en volledig buiten de markt. Aggregatie voor technische flexibiliteit moet zoveel mogelijk beperkt blijven en de markt moet eerst zijn rol kunnen spelen, maar in sommige gevallen is er geen andere mogelijkheid. Het Europese kader hiervoor ligt nog niet volledig vast, aangezien de netwerkcodes nog niet gepubliceerd zijn, maar deze worden wel verwacht in de loop van 2016 of 2017. De VREG wil echter zoveel mogelijk vermijden om aanbevelingen te doen voor aanpassing aan de regelgeving, die de komende jaren weer zou moeten aangepast worden voor zover hij deze al kan voorzien. Gezien de sterke evolutie die VREG nog voorziet in de ondersteunende diensten, denkt de VREG ook dat het opportuun is om deze evoluties zoveel mogelijk onder te brengen in het aparte document "OD Regels" (zie hoofdstuk 7) en hiervoor dus een specifiek kader op te zetten.

Verder wil de VREG ook adviseren om in het tweede lid van Art. 4.8.1/1 de woorden "aan aandeelhouders/vennoten of" te schrappen. De VREG begrijpt dat de bedoeling van dit artikel vooral is dat de netbeheerder ook energiediensten kan aanbieden aan zijn huidige aandeelhouders, die openbare besturen zijn. Desalniettemin is de distributienetbeheerder Eandis mogelijk geïnteresseerd om (een) privé-partner(s) aan te trekken²³. Het kan zelfs niet uitgesloten worden dat de distributienetbeheerder deels naar de beurs zou trekken zoals netbeheerders Elia of Fluxys. Het is niet in de scope van dit advies om zich uit te spreken over het regulerend kader voor zo'n privé-partner, maar voor de dienstverleners van flexibiliteit zou het sterk **concurrentieverstorend** zijn, indien **de netbeheerder toch gelijkaardige diensten zou mogen aanbieden aan zijn privé-partner**. In het geval van een beursgang zou dit theoretisch zelfs iedereen die een beursaandeel koopt kunnen zijn. De VREG raadt dan ook sterk aan deze woorden te schrappen, gezien de mogelijks grote implicatie die deze kunnen hebben.

Een uitzondering voorzien voor openbare besturen moet afgewogen worden tegen de belemmering die dit veroorzaakt op de markt.

²¹ Guideline on System Operation, Netwerkkode Emergency & Restoration

²² Voor de uitwerking verwijzen we verder naar § 6.5 en § 7

²³ http://www.tijd.be/ondernemen/milieu_energie/Eandis_slankt_af_voor_privé_partner.9666135-3088.art?ckc=1

4.5.2. Definitie van vraagzijdebeheer en het verschil met vraagbeheer

De huidige definitie van vraagzijdebeheer in het Energiedecreet is als volgt:

“vraagzijdebeheer: een algemene of geïntegreerde aanpak die erop gericht is de omvang en de timing van het elektriciteitsverbruik te beïnvloeden teneinde het primaire energieverbruik en piekbelastingen te verminderen door voorrang te geven aan investeringen in energie-efficiëntie bevorderende maatregelen of andere maatregelen, zoals onderbreekbare leveringscontracten, in plaats van aan investeringen om de productiecapaciteit te verhogen, indien de eerstgenoemde maatregelen de doelmatigste en meest economische optie vormen, mede gelet op het positieve milieueffect van een lager energieverbruik en de daarmee verband houdende aspecten met betrekking tot de voorzieningszekerheid en de distributiekosten;”

De huidige definitie van vraagzijdebeheer is vrij uitgebreid omdat het ook alle maatregelen omvat omtrent energie-efficiëntie.

Vraagbeheer, van zijn kant, betreft een vorm van flexibiliteit waarbij een afnemer op vrijwillige basis, zijn netto-afname opwaarts of neerwaarts aanpast op basis van externe signalen.

Het toepassen van **vraagbeheer** kan zeker ook, net als vraagzijdebeheer, de energie-efficiëntie bevorderen, maar het kan ook uitgevoerd worden voor andere doeleinden zoals bijvoorbeeld voor de operationele veiligheid van het net.

Omgekeerd kunnen sommige maatregelen voor **vraagzijdebeheer** de energie-efficiëntie bevorderen, zonder onder het concept flexibiliteit te ressorteren, zoals bijvoorbeeld het toepassen van het dag/nacht tarief of het bevorderen van energiezuinige huishoudtoestellen.

Daarom raadt de VREG aan om minstens in de memorie van toelichting bij het Energiedecreet te verduidelijken dat vraagbeheer (Demand-side Flexibility) een bepaald instrument is, dat voor verschillende doelen kan ingezet worden, terwijl vraagzijdebeheer (Demand side management) een veel grotere bundel van instrumenten bevat, maar een specifiek doel heeft, namelijk het bevorderen van de energie-efficiëntie.

4.5.3. Definitie van marktpartij

De VREG suggereert sterk aan om “dienstverlener van flexibiliteit” toe te voegen aan de definitie van marktpartij:

*“81: marktpartij : producent, aardgasinvoerder, distributienetbeheerder, beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, beheerder van het transmissienet, de beheerder van het vervoernet, werkmaatschappij, leverancier, tussenpersoon, bevrachter, **dienstverleners van flexibiliteit** of evenwichtsverantwoordelijke;*

Volgens de VREG is dit de eenvoudigste manier om alle algemene bepalingen, die van toepassing zijn op alle andere marktpartijen ook te laten gelden voor de FSP's. De voorstellen in hoofdstuk 6 zullen hier ook op verder bouwen.

4.6. **Voorstel aanpassing regelgeving**

Met het oog op het creëren van een basiskader voor flexibiliteit stelt de VREG voor om het Energiedecreet als volgt aan te passen:

- Het toevoegen van de voorgestelde definities voor flexibiliteit, dienstverlener van flexibiliteit, commerciële flexibiliteit, technische flexibiliteit, vraagbeheer;
- Het aanpassen van de definitie van aggregator zoals voorgesteld in §4.5.1;
- Het aanpassen van de vermelde artikels in §4.5.1 om het kader te verbreden tot dienstverlener van flexibiliteit en de rol van de netbeheerder te verduidelijken;

- Het toevoegen van een artikel over de erkenning van de dienstverlener van flexibiliteit zoals voorgesteld in §4.4.1;
- Het aanpassen van de definitie van marktpartij zoals voorgesteld in §4.5.3;
- Het aangeven van het verschil tussen vraagzijdebeheer en vraagbeheer.

5. Algemene principes voor facilitatie van flexibiliteit in de energiemarkt

Een gereguleerd kader voor flexibiliteit dat een aantal basisrechten van de netgebruiker vastlegt en de intrede van onafhankelijke FSP's bevordert, zal volgens de literatuur en de Europese regulatoren²⁴ vraagbeheer aanmoedigen. Verder valt de stelling op dat het **niet nodig is om een nieuwe markt te creëren voor flexibiliteit**, maar dat het beter is om **alle bestaande markten open te stellen** op een zodanige manier dat er gezonde concurrentie mogelijk is tussen de verschillende dienstverleners van flexibiliteit (CREG, 2016). De VREG gaat ook akkoord met de CREG om nog geen globale oplossing aan te reiken, maar om een gefaseerde aanpak te hanteren om ook rekening te kunnen houden met de ontwikkelingen op het Europese vlak²⁵.

De VREG vindt het wel belangrijk om als er een kader wordt gecreëerd om deze issues op te lossen en flexibiliteit te faciliteren, dat **dit kader geldig moet zijn voor alle vormen van flexibiliteit** en niet enkel voor vraagbeheer. Een belangrijk element hierbij is dat naast de basisprincipes, het marktmodel een oplossing voor het probleem van Energieoverdracht moet toelaten.

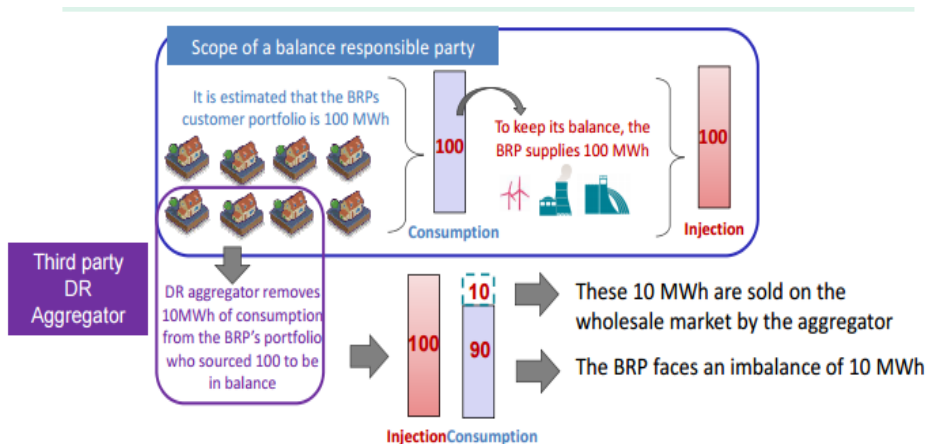
5.1. Het probleem van Energieoverdracht

In het huidige marktmodel is voorzien dat de dag op voorhand (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015):

- de leverancier de energie voorziet door eigen productie of door aankoop op de energiebeurs die gelijk is aan de voorspelling van het verbruik van zijn klanten;
- de evenwichtsverantwoordelijke (BRP) in evenwicht is in zijn portfolio.

Bij een activatie van flexibiliteit door een FSP zal het energiepatroon van de netgebruiker(s) afwijken in real-time van de voorspelde waarde, waardoor:

- de leverancier de energie die aangekocht werd of geproduceerd werd, niet kan recupereren of doorrekenen, omdat ze ook niet verbruikt werd;
- de BRP in onevenwicht is door de actie van een derde partij en hiervoor mogelijks boetes van onevenwicht moet betalen aan de TNB.



Figuur 5: Impact op BRP bij een activatie van flexibiliteit door een FSP bron: (Eurelectric, 2015)

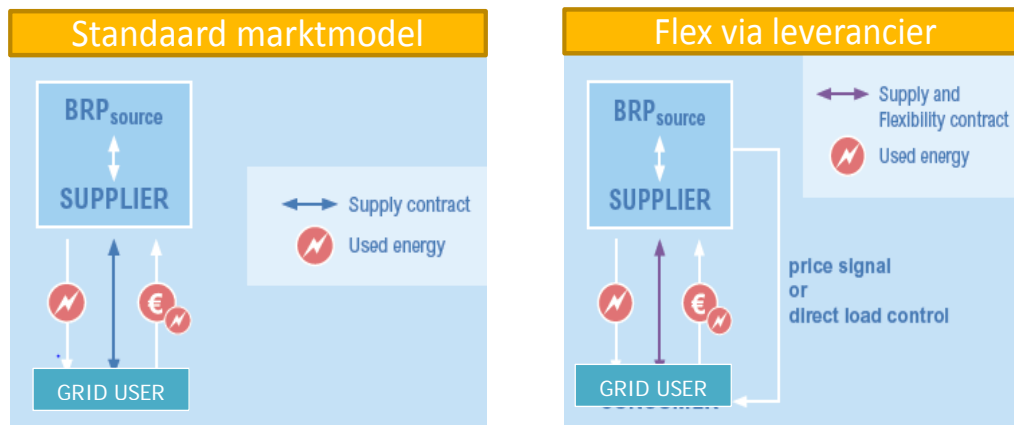
De beschreven issue wordt de **problematiek van de Energieoverdracht** genoemd ("Transfer of Energy"). Figuur 3 geeft een cijfervoorbeeld van deze problematiek. De leverancier en de BPR van de

²⁴ (ACER/CEER, 2015) (Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC, 2015) (Ofgem, September 2015) (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015) (Ruff, 2002)

²⁵ De draft van de netwerkcode balancing spreekt zich ook uit over dit onderwerp, maar wordt slechts verwacht voor 2018.

netgebruiker(s) die de flexibiliteit uitvoeren, worden de “oorspronkelijke” BRP of “BRPsource” genoemd (ENTSO-E, 2015).

De problematiek van **Energieoverdracht** is echter **enkel een probleem** indien de **FSP niet de leverancier** of de “oorspronkelijke” BRP **is van de netgebruiker(s)** die de flexibiliteit uitvoeren. Dit komt omdat indien zij zelf de rol van FSP opnemen, zij op de hoogte zijn van de impact die dit op hen zal hebben en zij deze impact kunnen anticiperen²⁶. Een voorbeeld hiervan is een leverancierscontract tussen een leverancier en een netgebruiker waarbij de netgebruiker reageert op dynamische prijssignalen verstuurd door de leverancier.



Figuur 6: schematisch vergelijking modellen waarbij leverancier of BRP Source = FSP
bron: *eigen aanpassing van figuur in (ENTSO-E, 2015)*

Het is daarentegen heel belangrijk dat het marktmodel ook **elke netgebruiker het recht geeft om zijn flexibiliteit zelf of via een onafhankelijke FSP aan te bieden** zonder discriminatie of beperking door zijn eigen leverancier of de BRP van zijn leverancier.

5.2. Verschillende modellen

Het ontbreken van een oplossing voor de Energieoverdracht bemoeilijkt het recht van de netgebruiker om zijn FSP vrij te kiezen in het geval hij een FSP wil kiezen die onafhankelijk is van zijn leverancier en/ of gelieerde evenwichtsverantwoordelijke. Het vastleggen van een model om dit probleem op te lossen in het regulerend kader zal de ontwikkeling van flexibiliteit bevorderen (ACER/CEER, 2015) (Smart Grid Taskforce: EG3, 2015).

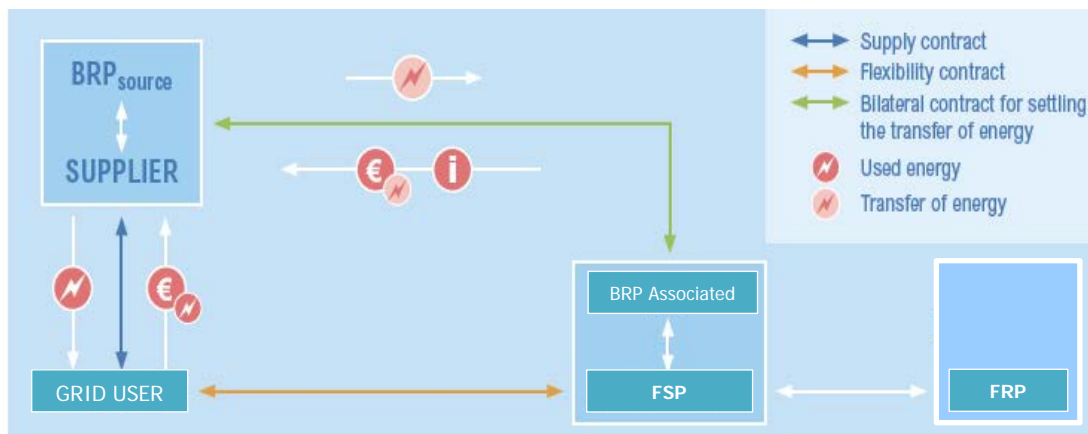
In alle mogelijke modellen van oplossing is het noodzakelijk dat de FSP de evenwichtsverantwoordelijkheid neemt voor de activatie van de flexibiliteit door ofwel zelf BRP te worden of door een commerciële overeenkomst te sluiten met een BRP waarmee de FSP zich associeert voor de activiteiten van flexibiliteit (**een “geassocieerde BRP”**)²⁷.

ENTSO-E classificeert de verschillende mogelijke modellen om de energieoverdracht op te lossen als volgt (ENTSO-E, 2015):

- **Bilateraal model:** De leverancier en/of de “oorspronkelijke BRP” hebben **een bilaterale overeenkomst** met de FSP om **via commerciële afspraken** de impact van de energieoverdracht op de BRPSource en de leverancier te regelen (groene pijl in Figuur 5).

²⁶ Voor de eenvoud gaan we er van uit dat de leverancier en zijn BRP een commerciële overeenkomst hebben, die de gevolgen van dit soort flexibiliteit tussen hen onderling regelt.

²⁷ Voor de eenvoud gaan we er ook van uit dat de overeenkomst tussen een FSP en zijn geassocieerde BRP een commerciële overeenkomst is, die niet moet gereguleerd worden.



Figuur 7: schematische voorstelling²⁸ bilateraal model waarbij de FSP een onafhankelijke, derde partij is bron: eigen aanpassing van figuur in (ENTSO-E, 2015)

Het **voordeel** van het bilaterale model is dat het een **lage complexiteit** heeft en snel geïmplementeerd kan worden. De markt is volledig vrij om zijn eigen afspraken te maken. Het nadeel is echter dat onafhankelijke FSP's afhankelijk van de goodwill van de BRP en/of leverancier van de netgebruiker(s) om een bilaterale overeenkomst af te sluiten. Indien zij dit weigeren, dan is de onafhankelijke FSP geblokkeerd. Indien de "oorspronkelijke BRP" of BRPsource ook zelf activiteiten als FSP uitvoert, kan dit **potentiële issues van oneerlijke concurrentie** veroorzaken²⁹.

- **Lokaal settlement model:** De "oorspronkelijke" BRP en de FSP's opereren volledig onafhankelijk van elkaar. De **impact van de energieoverdracht** op de BRPsource is **geneutraliseerd** door een correctie in de berekening van het onevenwicht door een neutrale partij, in figuur 6 wordt deze voorgesteld als de "metering entity". De FSP moet verplicht elke activatie van flexibiliteit melden aan de metering entity³⁰. De leverancier ontvangt dan:
 - ofwel **gemanipuleerde meetgegevens** gebaseerd op de berekening van een **baseline** (= methode om in te schatten wat het energieverbruik of energieproductie geweest zou zijn indien er geen activatie van flexibiliteit had plaatsgevonden) van de **metering entity**. Dit wordt ook wel **single billing** genoemd. De leverancier factureert dan de gemanipuleerde meetgegevens aan zijn netgebruiker. De netgebruiker betaalt dus in sommige gevallen voor energie die hij in werkelijkheid niet verbruikt heeft of omgekeerd, maar de netgebruiker recupereert dit bedrag in de vergoeding voor flexibiliteit die hij ontvangt van de FSP.
 - ofwel de reële meetgegevens en de gecorrigeerde meetgegevens apart van de **metering entity**. Dit wordt **double billing** genoemd. De leverancier factureert dan ook de gecorrigeerde meetgegevens aan zijn netgebruikers enz.

Een belangrijk **voordeel** van het lokaal settlement model is dat de **BRPsource en de FSP geen contractuele relatie moeten aangaan** en dat er bijgevolg geen issues van concurrentie zijn. Alle niet-leverancier componenten van de energie-factuur zoals de distributienettarieven en de openbardienstverplichtingen moeten echter berekend worden op de reële meetgegevens en niet op de gemanipuleerde meetgegevens, want dit zou anders geen correcte berekening geven tegenover de netgebruiker. Dit zorgt voor het **nadeel** dat alhoewel het **single billing** model in theorie aan alle vereisten voldoet, de **implementatie**

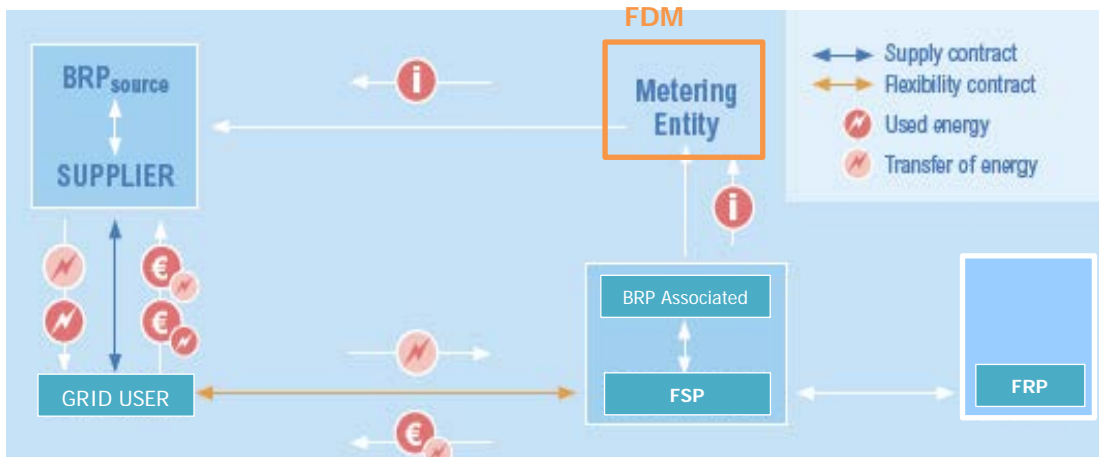
²⁸ Deze schematische voorstelling is een vereenvoudiging van de werkelijke transacties die plaatsvinden. In werkelijkheid zal er zowel een settlement van volumes, als een financiële settlement plaatsvinden. Voor het volledige model en een overzicht van alle detailimplicaties verwijzen we naar de studie van CREG (CREG, 2016).

²⁹ De concurrentie-autoriteit in Frankrijk sprak zich al negatief uit over een dergelijk geval.

³⁰ In de studie van CREG wordt deze "metering entity" de Flexibility Data Manager of FDM genoemd.

in de praktijk op het distributienet **zeer intensief en complex** zou worden. Het **double billing** model heeft dit nadeel niet, maar heeft als issue dat **de BRPsource en de leverancier** het verschil in meetgegevens kunnen zien en hierdoor zouden **kunnen deduceren welke netgebruikers met welke toegangspunten aan flexibiliteit doen in de portfolio van de onafhankelijke FSP** (meestal een aggregator). Deze informatie is commercieel gevoelig, want indien de BRPsource of leverancier ook activiteiten als FSP zou uitoefenen, kan hij de netgebruiker kunnen benaderen met een beter voorstel.

Sommige stakeholders gaven aan dat het double billing model reeds wordt toegepast in het balancingproduct "Onderbreekbare klanten" of ICH van Elia waarin grote, industriële bedrijven een rechtstreekse relatie van FSP hebben met de TNB. De afname van elektrische energie van deze netgebruikers is echter zodanig groot dat zij rechtstreeks gemonitord worden door hun BRP en leverancier, want elke wijziging (niet enkel een activatie van flexibiliteit) heeft ook een directe, grote impact op de evenwichtspemeter. Voor het distributienet is dit echter veel minder het geval en daarom zijn de gronden van commercieel gevoelige informatie wel degelijk terecht volgens VREG.



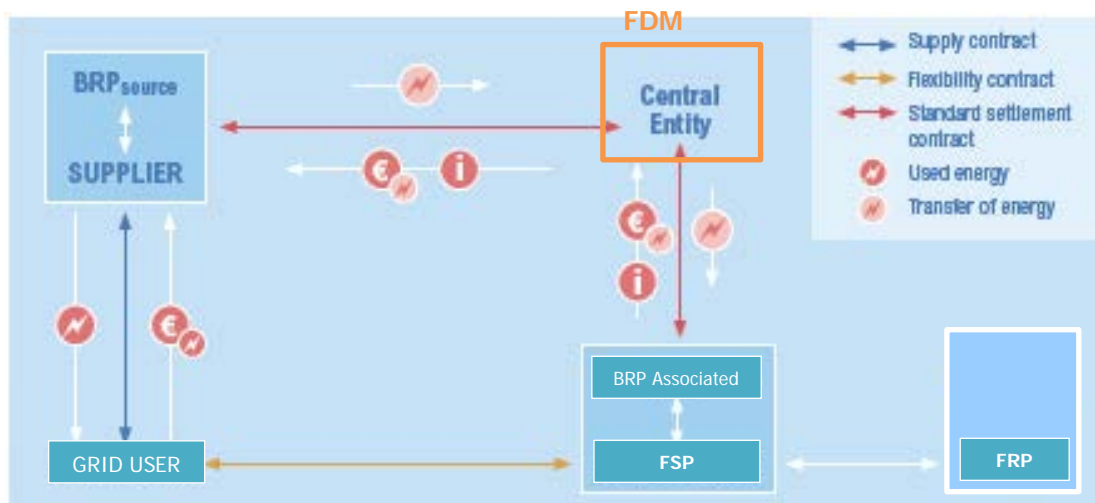
Figuur 8: schematische voorstelling³¹ lokaal settlement model waarbij de FSP een onafhankelijke, derde partij is bron: eigen aanpassing van figuur in (ENTSO-E, 2015)

- **Centraal settlement model:** De settlement van de energieoverdracht gebeurt in dit model door een centrale databeheerder die een neutrale, derde partij is:
 - 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.
 - 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.
 - De centrale entiteit heeft een standaardcontract voor de settlement van de energieoverdracht met alle geïmpacteerde marktpartijen.

Het voordeel van dit model is dat er geen issues van concurrentie zijn, dat de confidentialiteit bewaard wordt van de commercieel-gevoelige gegevens en dat dit model het beste aansluit op het bestaande allocatiemodel voor de leveranciersmarkt, zodanig dat de implementatiekosten zeker voor het midden-/hoogspanning elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet

³¹ Zie voetnoot 24

beperkt kunnen blijven. Het nadeel van dit model is dat het niet eenvoudig is om een correcte transferprijs te bepalen. In sommige, individuele gevallen kan de transferprijs minder gunstig zijn.



Figuur 9: schematische voorstelling centraal settlement model waarbij de FSP een onafhankelijke, derde partij is bron: bron:eigen aanpassing van figuur in (ENTSO-E, 2015)

Over het feit welke partij de rol van "centrale entiteit" of Flexibility Data Manager moet opnemen, haalt de CREG het volgende aan in zijn studie (CREG, 2016):

"

- De netbeheerders beschikken, elk in het kader van hun bevoegdheden, over de gegevens van de hoofdmeters en beheren deze.
- Op dezelfde manier zouden ze wettelijk kunnen beschikken over de gegevens van de gebruikte submeters in het kader van flexibiliteitscontracten op de vraag en deze kunnen beheren.
- Omwille van zijn totaaloverzicht van de hele regelzone neemt de TNB een bevoorrechte positie in om kennis te nemen van de mogelijke wisselwerking tussen activeringen in zijn net en in die van de verschillende DNB's enerzijds en van de mogelijke wisselwerking tussen activeringen in de netten van deze DNB's anderzijds; bovendien is de TNB, wanneer het over het samenvoegen van de gegevens per oorspronkelijke BRP of per leverancier gaat, de enige die beschikt over een voldoende totaaloverzicht om dit te doen op basis van gegevens afkomstig van de netten van de DNB's. [...]

Om het model niet nog complexer te maken, lijkt het logisch de functie van FDM aan de TNB toe te vertrouwen. Op dezelfde manier lijkt het eveneens logisch dat elke DNB ervoor instaat om de samengevoegde verbruiksgegevens per BRP en per leverancier in kwestie voor de in zijn net geactiveerde EAN-punten aan de FDM/TNB voor elke activering in de portefeuille van een FSP, te bezorgen. Door deze bevoegdheden toe te kennen, kunnen de in de bovenstaande functies beschreven informatie-uitwisselingen aanzienlijk verduidelijkt worden.

"

De VREG kan akkoord gaan met het voorstel van de CREG op voorwaarde dat de voorwaarden voor een neutrale databeheerder en marktfacilitator absoluut gerespecteerd worden. De VREG maakt hierover zijn eigen analyse en redenering in deel 6.1.

5.3. Algemene basisprincipes en impact op de regelgeving

De VREG stelt voor om **enkel een aantal basisprincipes vast te leggen** in de hoogste regelgeving zodanig dat de rechten van de netgebruiker, FSP, leverancier en BRP gerespecteerd zijn. Het marktmodel dat dan gekozen wordt op het federale niveau om onder meer het probleem van Energieoverdracht op te lossen, **moet deze principes respecteren**, maar wordt dus niet vastgelegd in de gewestelijke regelgeving. Eens het marktmodel verankerd is in de federale regelgeving, zullen de vereiste bepalingen in de regionale regelgeving hiertoe moeten worden ingevoerd, met respect voor de basisprincipes die reeds verankerd zijn.

De VREG stelt voor om het volgende artikel toe te voegen in het Energiedecreet:

Art. X Basisprincipes voor flexibiliteit in de energiemarkt

- §1 elke netgebruiker 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 netgebruiker 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 tussenkomst van een dienstverlener van flexibiliteit mag niet ten nadele zijn van andere partijen. Dit houdt het volgende in:*
- 4.1. de noodzaak om de evenwichtssperimeter van de oorspronkelijke Evenwichtsverantwoordelijke te corrigeren*
- 4.2. de noodzaak om de elektriciteitsleverancier van de oorspronkelijke netgebruiker financieel te compenseren.*
- §5 de netgebruiker is de houder van zijn meet- en telgegevens en kan deze vrij doorgeven*
- §6 de vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige gegevens moet worden gewaarborgd. Elke partij moet gelijk behandeld worden.*

5.4. Aanbeveling en rol van de VREG

Voor de VREG lijkt **een combinatie van de verschillende modellen het beste compromis**:

- 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 redenen dat de VREG denkt dit de beste combinatie geeft is omdat:

- dit de **principes volgt die de Europese regulator ACER voorstelt** en er best zoveel mogelijk wordt gealigneerd met het Europese niveau;
- het tot nu toe de enige manier is om de confidentialiteit te garanderen van de gegevens en om eerlijke concurrentie tussen BRP's en onafhankelijke BSP's te geven.
- het **gebaseerd is op de werking van de bestaande leveranciersmarkt** en de implementatie beperkter kan blijven dan in het lokale settlement model;
- het lokale settlement model in andere landen reeds geïmplementeerd werd, maar moeilijkheden ondervindt.

De VREG is van oordeel dat de **principes van het gekozen model voor Energieoverdracht** op een analoge wijze moeten geïmplementeerd worden als het allocatiemodel. De keuze van het model is echter een federale bevoegdheid en gezien het feit dat de CREG reeds een studie heeft uitgebracht, veronderstelt de VREG dat de **CREG hier een trekkersrol zal spelen in de komende maanden** gezien het mandaat van de federale minister.

De VREG wil echter een **actieve bijdrage leveren** aan de discussie omdat voor flexibiliteit op het distributienet:

- de technische karakteristieken van Ondersteunende Diensten voor de DNB goedgekeurd worden door VREG (zie hoofdstuk 7);
- het gekozen model een **impact** zal hebben op bestaande meet- & dataprocessen of er nieuwe zal creëren **met een bijhorende kost**;
- de eventuele **rol van de distributienetbeheerder** gereguleerd moet worden in de **regionale regelgeving**;
- de rechten en plichten van de distributienetgebruikers moeten vastgelegd worden in het **TRDE en het aansluitingscontract**.

6. Rol van de netbeheerder in flexibiliteit

De traditionele rol van de netbeheerders vinden we in art. 4.1.6 van het Energiedecreet (zie §6.1.5). Zijn belangrijkste taken zijn:

- aanleg en onderhoud van respectievelijk het distributienet, het plaatselijk vervoersnet;
- beheer, uitbating en bewaking van de operationele veiligheid van het net,
- verlenen van toegang tot en aansluiting op het net;
- faciliteren van de leveranciersmarkt via het beheer van het toegangsregister, metering-activiteiten en het ter beschikking stellen van meetgegevens.

De toename van flexibiliteit en de impact hiervan brengt een aantal nieuwe rollen en taken met zich mee, alsook een andere of bijkomende invulling van bestaande rollen, maar ook mogelijke aanpassingen aan de werkingsvoorwaarden. Zowel de Europese regulatoren (ACER/CEER, 2014) en (CEER, 2015), als verschillende onderzoeksinstituten, consultants en conclusies van proefprojecten (THINK, 2013) (EvolvDSO, 2015) (Ecofys T. S., 2015) hebben het over de rol en nieuwe uitdagingen van de distributienetbeheerder in deze veranderende context.

Dit hoofdstuk van het advies gaat dieper in op de zienswijze van de VREG over de rol van de databeheerder en marktfacilitator, dienstverlener van meetdiensten en bewaker van de operationele veiligheid van het net. Dit hoofdstuk behandelt ook enkele specifieke vragen die rijzen over de rol van de netbeheerder bij flexibiliteit in deel 6.5.

Ondersteunende diensten wordt behandeld in een apart hoofdstuk 7.

6.1. Databeheerder en marktfacilitator

6.1.1. Algemene Context

Zoals in vele andere landen treedt de distributienetbeheerder in België voor zijn traditionele taken op als databeheerder en marktfacilitator. Zo staat de distributienetbeheerder **als databeheerder** in voor de datacollectie, de validatie, de verwerking en het bijhouden van de data, terwijl hij **als marktfacilitator** de data-uitwisseling tussen de verschillende stakeholders moet faciliteren op een kostenefficiënte, snelle en veilige manier, en de toegang tot het net moet verzorgen.

Aangezien door slimme netten en slimme meters een grotere hoeveelheid data beschikbaar zal worden en dat hierdoor innovatieve diensten en producten kunnen worden ontwikkeld, zal er ook een toenemende vraag ontstaan om deze gegevens te delen. Deze gedetailleerde gegevens zijn immers voor diverse stakeholders (leveranciers, regulatoren, distributienetbeheerders, derde partijen,...) relevant en dit voor verschillende doeleinden. Naast de volumes van de data zal ook de waarde van de data sterk toenemen.

Een correcte regulering van de neutrale databeheerder en het datamanagement is dus belangrijk in het algemeen, maar ook specifiek voor het faciliteren van flexibiliteit in de bestaande energiemarkt volgens de basisprincipes beschreven in hoofdstukken 4 en 5:

- Een **level playing field voor alle FSP's** op gebied van toegang tot data en metering is nodig voor een correcte concurrentiewerking. Elke partij (nieuw of incumbent) moet gelijke en even snelle toegang tot de data kunnen krijgen in een formaattype dat **hetzelfde is voor iedereen**. Dit wil zeggen dat **vereisten en standaarden** voor het behandelen van data streng en gereguleerd moeten zijn (Ecofys T. S., 2015).
- De netgebruiker heeft de controle en is de eigenaar van zijn meet- en telgegevens. Indien derde partijen toegang willen tot deze data, moet de netgebruiker zijn toestemming geven (via een mandaat) aan de databeheerder (Ecofys T. S., 2015). De **privacy en het correct gebruik** van de meet- en telgegevens van de netgebruiker moet gegarandeerd kunnen

worden door een neutrale partij, die niet afhankelijk is van een andere partij en die onder toezicht staat van een regulator.

- Opdat er geen verstoring in de energiemarkt zou zijn door een activatie van flexibiliteit, zijn er in bepaalde gevallen informatie- en settlementtaken uit te voeren (zie hoofdstuk 5 en §6.1.5) die het verzamelen en bewaren van confidentiële en commercieel gevoelige gegevens met zich meebrengt (bijvoorbeeld welke netgebruikers op een bepaald moment deelnamen aan de activatie). Deze taken kunnen daarom niet uitgevoerd worden door partijen die elkaar beconcurreren, aangezien zij deze informatie niet met elkaar willen delen, maar moeten wel gebeuren door een partij die neutraal en onafhankelijk is van alle andere partijen.

Meer en meer is er ook de evolutie naar de rol van marktfacilitator waarbij de partij die de rol van marktfacilitator opneemt de technische haalbaarheid van flexibility resources in zijn netwerk valideert (EvolvDSO project, 2015). Dit zien we ook al voorkomen in de ontwerpen van de netwerkcodes (Draft System Operation Guideline). Dit wordt verder besproken in deel 6.3.

6.1.2. Rol van de netbeheerder in het kader van facilitatie van flexibiliteit op MS-/HS- elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit

Gelet op de beperkte scope van dit advies (MS-/HS elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit) enerzijds, en de behoefte om binnen een relatief korte tijdspanne een kader voor flexibiliteit te creëren anderzijds, is de VREG van mening dat de distributienetbeheerder, mits bepaalde voorwaarden, de rol van databeheerder en marktfacilitator opneemt in het kader van flexibiliteit binnen de scope van dit advies. Op korte termijn is het van belang om een (pragmatisch) kader te creëren opdat deze beperkte groep netgebruikers die van flexibiliteit gebruik (willen) maken niet belemmerd worden. Deze pragmatische invulling sluit echter niet uit dat moet bekeken worden of dit model ook kan worden behouden wanneer flexibiliteit wordt uitgebreid tot het LS elektriciteitsdistributienet. De VREG zal in een apart advies zijn visie over het databeheer, de rol van de netbeheerder en de rol van Atrias in het algemeen meer in detail toelichten.

Algemeen kan worden gesteld dat het datamanagementmodel moet zorgen voor:

- duidelijke rollen en verantwoordelijkheden
- gemakkelijke, snelle en eenvoudige toegang tot de informatie en
- betrouwbaar en niet discriminerend datamanagement met redelijke kosten voor afnemers.

Zoals reeds aangehaald, is de VREG van mening dat de netbeheerder **voor deze specifieke scope van het huidig advies**, het meest geschikt is om bovenstaande doelen te bereiken.

De netbeheerder treedt hier op met een ontvlechte status als databeheerder en marktfacilitator binnen een vastgelegd regulatorisch kader dat er toe leidt dat gegevens op een niet discriminerende manier worden uitgewisseld. De distributienetbeheerder is een reeds bestaande gereguleerde entiteit die conform de huidige wetgeving al op een onafhankelijke en neutrale manier data beheert en uitwisselt met de marktpartijen in de leveringsmarkt. Voor deze beperkte scope vereist het dus geen radicale aanpassingen aan het regulatorisch kader, het marktmodel en de bestaande informatiestromen.

Aangezien er slechts één partij instaat voor het databeheer biedt het meer controlemogelijkheden voor de regulator en meer garanties inzake gegevensbescherming en dataveiligheid. Een monopolistische activiteit die gevoelige en commercieel interessante gegevens verwerkt, is best een gereguleerde activiteit om misbruik te voorkomen.

Wanneer de distributienetbeheerder de enige partij is die de data verwerkt, wordt de complexiteit van de datastromen verminderd en t het voor efficiënte data uitwisseling/processen in een kader dat implementeerbaar moet zijn op korte termijn. Dit leidt er ook toe dat het ook duidelijk en transparant is voor de netgebruiker.

Verder impliceert de keuze voor een structuur waarbij een monopolist optreedt als marktfacilitator en databeheerder de noodzaak om voldoende stimulansen tot innovatie in te bouwen. De VREG ondersteunt reeds inspanningen van netbeheerders voor onderzoek en ontwikkeling via de tariefmethodologie. Eventueel kan op termijn een extra prikkel met betrekking tot deze activiteiten toegevoegd aan de kwaliteitsprikkel in de tariefmethode.

Ten slotte is de distributienetbeheerder ook diegene die de “informatiekringloop” sluit. Marktpartijen zullen immers nieuwe diensten aan afnemers aanbieden, afnemers zullen gebruik maken van deze diensten. Dit leidt tot een bepaald gedrag en verbruik dat gemeten wordt door de distributienetbeheerder die dan, op basis van een uitdrukkelijk mandaat van de afnemer, deze data aan derde partijen kan overmaken. Als deze informatie opnieuw als een dienst aan marktpartijen wordt overgemaakt, is de cirkel rond. Op deze manier zal de distributienetbeheerder bijdragen tot het versterken van customer empowerment, concurrentie en groei binnen de sector en het behouden van een gelijk speelveld tussen de marktpartijen.³²

6.1.3. Minimale voorwaarden voor databeheerder en marktfacilitator

De databeheerder en marktfacilitator moet aan een aantal voorwaarden voldoen, **ongeacht wie deze rol opneemt**. Deze voorwaarden zijn vereist met het oog op de ontwikkeling van nieuwe producten en diensten.

6.1.3.1. Voorwaarde 1: Onafhankelijkheid

De databeheerder en marktfacilitator moet beheersmatig en juridisch onafhankelijk zijn ten aanzien van de leveranciers, tussenpersonen en producenten en andere marktpartijen in de energiemarkt die actief zijn in het Vlaamse Gewest, en de met deze ondernemingen verbonden en geassocieerde ondernemingen. Deze onafhankelijkheid is vereist met het oog op het vermijden van belangenvermenging.

De onafhankelijkheid houdt minstens in dat voorwaarden gesteld moeten worden met betrekking tot de aandeelhoudersstructuur en mogelijke participaties van de databeheerder en marktfacilitator, alsook voorschriften inzake het bestuur ervan (samenstelling en werking, onafhankelijkheidsvoorwaarden bestuurders), zoals thans geldt voor netbeheerders.

6.1.3.2. Voorwaarde 2: Neutraliteit

De databeheerder en marktfacilitator moet neutraal zijn, gezien zijn taak van het beheer en uitwisselen van gegevens tussen verschillende spelers op de concurrerende markt.

Dit houdt onder meer volgende verplichtingen in:

a) Geen marktverstoringe rol opnemen

De databeheerder en marktfacilitator mag geen rol opnemen die het gelijke speelveld in het gedrag zou kunnen brengen. De databeheerder en marktfacilitator mag dus op geen enkele manier de rol van producent, leverancier of andere marktpartijen op zich nemen.

Het verbod op het gebruik van gegevens die hij verkrijgt in de uitoefening van zijn taak als databeheerder en marktfacilitator voor eigen commerciële activiteiten vloeit voort uit het verbod op het opnemen van marktverstoringe rol.

³³ Zie document CONS-2016-01 op de website van de VREG

b) Niet-discriminatieplicht

De databeheerder en marktfacilitator moet de informatie op een niet-discriminerende, neutrale en transparante manier met bestaande en nieuwe marktpartijen uitwisselen om het gelijke speelveld te garanderen.

Zo is er een gelijk speelveld voor alle FSP's op het gebied van toegang tot data en meting nodig. Elke FSP (nieuw of incumbent) moet gelijke en even snelle toegang tot de data kunnen krijgen in een uniform formaattype.

De databeheerder en marktfacilitator mag de data waarover hij beschikt evenmin doorverkopen. Dit zou uiteraard eveneens discriminatie uitmaken, wat hem verboden is.

Er moet een strikt toezicht zijn op alle activiteiten die een neutraal datamanagement kunnen verhinderen.

6.1.3.3. Voorwaarde 3: Vertrouwelijkheid van gegevens

De databeheerder en marktfacilitator moet de vertrouwelijkheid van de gegevens garanderen, ook als hij hiervoor een beroep doet op derden.

Dit houdt onder meer volgende verplichtingen in:

- a) De databeheerder en marktfacilitator moet voldoende garanties inbouwen opdat de uitwisseling van **niet-geaggregeerde gegevens** uitsluitend gebeurt na uitdrukkelijk mandaat van de netgebruiker daartoe. De netgebruiker blijft immers steeds eigenaar van zijn data.

De VREG ziet drie uitzonderingen waarbij geen mandaat nodig is:

- het overmaken van de gegevens op verzoek van de regulator (mits wettelijke basis);
- het overmaken van de gegevens aan de partij op het federale niveau verantwoordelijk voor de financiële settlement van de Energieoverdracht, indien van toepassing in het gekozen marktmodel;
- de netbeheerder gebruikt bepaalde gegevens zelf, met name voor specifieke doeleinden in het kader van netbeheer, vastgelegd in de technische reglementen.

Voor taken ter facilitatie van flexibiliteit in de energiemarkt, nog vast te leggen in de technische reglementen, kunnen **geaggregeerde gegevens** worden overgemaakt zonder mandaat.

- b) De databeheerder en marktfacilitator moet maatregelen nemen die nodig zijn om de toegang tot de gegevens, en de verwerking van die gegevens, te beperken tot die personen die instaan voor de dagelijkse leiding, alsook die personeelsleden die de informatie nodig hebben om hun taken uit te oefenen.

6.1.3.4. Voorwaarde 4: Dataveiligheid

De databeheerder en marktfacilitator moet de dataveiligheid garanderen, ook als hij hiervoor een beroep doet op derden.

6.1.3.5. Voorwaarde 5: Transparantie verwerking gegevens

Het verwerken van de gegevens door de databeheerder moet op een transparante en daardoor auditeerbare manier gebeuren op basis van wel omliggende procedures. Op die manier moeten marktpartijen inzicht krijgen in de verwerking van gegevens en is het voor de regulator mogelijk om controle op de activiteiten van de databeheerder uit te oefenen (bv. naar aanleiding van klachten). In

de toekomst kan de databeheerder dan ook worden gevraagd over bepaalde van die activiteiten te rapporteren aan de VREG.

6.1.4. Nieuwe taken en processen van de databeheerder op het distributienet

6.1.4.1. Basisdiensten

Het uitlezen, valideren en het tijdig ter beschikking stellen van meetgegevens mits mandaat van de netgebruiker aan derde partijen moet correct, transparant en niet-discriminatoir gebeuren ook voor de facilitatie van flexibiliteit. Specifiek voor flexibiliteit kan men echter de volgende nieuwe taken onderscheiden qua databeheer en marktfacilitatie reeds onderscheiden:

A) Beheer van het flexibiliteit toegangsregister

Het bijhouden voor het toepasselijke distributienet 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.

B) Beheer van het flexibiliteit activatieregister

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.

C) Berekeningen in het kader van de settlement van Energieoverdracht

Een voorbeeld hiervan kan zijn de berekening van de geactiveerde flex **volumes** voor de settlement van de Energieoverdracht. Deze volumes worden doorgestuurd naar de centrale partij op federaal niveau die de verantwoordelijkheid van de settlement in €'s op zich neemt. In het voorstel van de CREG wordt deze partij de Flexibility Data Manager genoemd.

6.1.4.2. Extra diensten

Het valt niet uit te sluiten dat naargelang het marktmodel dat wordt gekozen er extra taken worden opgelegd aan de databeheerder zoals bijvoorbeeld het op de hoogte brengen van de evenwichtsverantwoordelijke op geaggregeerde wijze van een activatie in zijn portfolio. Deze taken hangen echter sterk af van de nog lopende discussies op federaal niveau en daarom prefereert de VREG om deze nog niet vast te leggen op decretaal niveau.

6.1.4.3. Kritiek van de stakeholders

In zijn oorspronkelijke voorstel van deze taken ontving de VREG de kritiek of alle kosten die deze taken met zich zouden meebrengen wel zouden opwegen tegen de waarde van flexibiliteit. De VREG begrijpt deze bezorgdheid, maar wil benadrukken dat het **kader waarin dit advies wordt voorgesteld van toepassing is voor het midden-en hoogspanningsdistributienet** en het plaatselijk vervoersnet. De netgebruikers op deze spanningsniveaus zijn hoofdzakelijk bedrijven en producenten, waarvan het potentieel op flexibiliteit op korte termijn ook het hoogste wordt geschat. Er zijn zelfs al een aantal industriële netgebruikers die deelnemen aan flexibiliteit in 2014-2015. Indien men flexibiliteit op laagspanning wil faciliteren zijn er inderdaad veel meer (residentiële) netgebruikers geïmpacteerd en kunnen de kosten voor facilitatie veel hoger oplopen. De VREG is van mening dat een **kader voor facilitatie van flexibiliteit op laagspanning vooral voor databeheer en marktfacilitatie** pas kan bekeken worden **na de beslissing tot uitrol van de slimme meter**. Desalniettemin denkt de VREG dat de definities wel kunnen gelden voor alle vormen van flexibiliteit. Voor de behandeling van de kosten verwijst de VREG naar de tarifaire richtsnoeren in het Energiedecreet en de latere publieke consultaties van de VREG in het kader van de invoering van een nieuwe of de herziening van een bestaande tariefmethodologie.

6.1.5. Voorstel Aanpassing Regelgeving

Om het datamanagement in de regelgeving te verankeren, zal de VREG een aantal aanpassingen aan het regelgevend kader suggereren in een apart advies. Hierin zal ook worden nagegaan in welke mate bepaalde datastromen kunnen worden toevertrouwd aan een centrale derde partij, al dan niet in onderaanneming, zodat schaal- en synergievoordelen optimaal kunnen worden benut. In dat advies zullen de concrete aanpassingsvoorstellen worden opgenomen. Zo moeten de nieuwe taken worden opgenomen alsook moet worden nagegaan of de voorwaarden waaraan moeten voldaan zijn in hoedanigheid van databeheerder en marktfacilitator afdoende in de regelgeving zijn opgenomen.

Ten slotte, is de VREG geen voorstander om gedetailleerde datastromen en processen van bijvoorbeeld het beheer van het Flex Toegangsregister op te nemen in het Decreet. De VREG stelt voor deze processen op te nemen in de nieuwe versie van de Technische reglementen, waarvoor de VREG de procedure opstart in 2016³³. Deze worden goedgekeurd door de Vlaamse Regering en worden uitgebreid geconsulteerd in verschillende fasen.

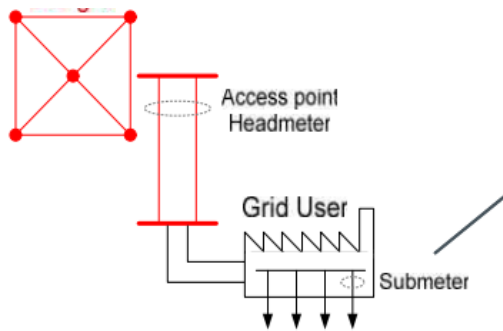
6.2. (Sub) Metering

6.2.1. Standpunt 2015-2016 voor MS-/HS- elektriciteitsdistributienet

De VREG is van mening dat **de hoofdmeter op het toegangspunt**, die geplaatst en beheerd wordt door de distributienetbeheerders, **dé referentie is en blijft voor de marktwerking**. In het kader van flexibiliteit moet de netbeheerder, mits mandaat van de netgebruiker, dan ook de meetgegevens van deze hoofdmeter meedelen aan marktpartijen zoals de FSP en de FDM zoals reeds beschreven in § 6.1.

Sommige marktspelers vinden het echter wenselijk en noodzakelijk dat een deel van de binneninstallatie ook gemeten wordt met een submeter om de activatie, de beschikbaarheid en het reboundeffect te kunnen controleren van flexibiliteit.

³³ Zie document CONS-2016-01 op de website van de VREG



Figuur 10: Illustratie hoofd- & submeter (bron: Elia presentatie Expert Working Group, 29/06/'15)

In Vlaanderen is er reeds een aanzet van een wettelijk kader voor ondersteunende diensten opgenomen in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit. In het kader van de meting van decentrale productie heeft de VREG ook reeds een precedent gecreëerd door de productiemeter (submeter) van productie-installaties met een vermogen groter dan 10 kVA verplicht te laten plaatsen door de distributienetbeheerders.

Als de flexibiliteit vlot vermarkt moet kunnen worden, **zeker in het kader van een settlement van energieoverdacht tussen verschillende partijen**, kunnen de nodige meetgegevens best via bestaande datasystemen van de netbeheerders aan marktpartijen ter beschikking wordt gesteld na validatie. Het garandeert dezelfde kwaliteit en privacy van databeheer als voor de hoofdmeting. Het gevolg is wel dat de meters moeten voldoen aan de technische voorschriften van de netbeheerders en uitleesbaar moeten zijn met hun bestaande AMR systemen. Gezien de beperkte interoperabiliteit van meters met eenzelfde communicatiestandaard is dat zeer problematisch. Dit probleem kan mogelijks deels verholpen worden door het voorzien van submeteroplossingen.

De VREG is van oordeel dat in het geval van meting van flexibiliteit de "plaatsing" van (sub)meetinrichting wel door derden kan verzorgd worden. Dit moet echter onder toezicht van en gecontroleerd worden door de distributienetbeheerder. Vooral bij het uitlezen van de meetgegevens stellen er zich praktische problemen zowel bij de netbeheerders als bij de FSP's. Beide partijen moeten namelijk toegang hebben tot de meterdata in "nearly real time" en interoperabiliteit is in de meterwereld nog in ontwikkeling. Als er reeds submeters geplaatst zijn, of als de FSP is gestandaardiseerd op een wel bepaald product voor zijn metering om de meetgegevens te kunnen lezen en aggregeren, moet het mogelijk zijn om te werken met deze apparatuur op voorwaarde dat ze beantwoordt aan de bepalingen uit de technische reglementen.

Gezien ook de DNB voor eigen netbeheer en als databeheerder de meetgegevens moet kunnen uitlezen, is het om reden van kostenefficiëntie enkel haalbaar dat de distributienetbeheerder of een vervangingsmeter levert of een datalogger die aangesloten wordt op de bestaande meters. De kost voor de aankoop van een meter of (een) datalogger(s) voor de netbeheerders zijn slechts een fractie van de kost die de netbeheerder zou spenderen om de meetapparatuur van de FSP of de netgebruiker te integreren in zijn AMR systeem. Daarbij is er geen enkele garantie dat het uitlezen van deze apparatuur ook zou lukken.

De VREG denkt echter dat **het plaatsen en installeren van een submeter door een andere partij dan de DNB niet verboden** mag worden **door de DNB**. Een dergelijk verbod kan bekritiseerd worden in het kader van aspecten van concurrentie. Het verbod zou een rem kunnen zetten op innovatie en het belemmeren van de markt in het algemeen. Het creëert een monopolie waar het niet essentieel is voor de goede werking van de markt.

Voor de VREG is het echter wel mogelijk dat de DNB zich in deze niet-gereguleerde activiteit begeeft als marktspeler en ook een aanbod heeft van submeters, zolang de markt niet voldoende ontwikkeld is. Als de markt meer rijp is, moet dit echter wel opnieuw bekeken worden of de DSO zich moet

terug trekken uit deze activiteit of hier op zijn minst een dochteronderneming voor moet oprichten (CEER, 2015).

De VREG erkent de noodzaak om de technische minimumvereisten en kwaliteitscontrole te preciseren waaraan de meetapparatuur en de meterbeheerders moeten voldoen. Het is belangrijk eraan te herinneren dat alle (sub)meetinrichtingen moeten voldoen aan de nauwkeurigheidsklasse conform de voorschriften van de technische reglementen, zeker als ze als basis moeten dienen voor commerciële transacties. Het lijkt ook wenselijk dat de technische condities van plaatsing en gebruik van een submeter voldoende gekaderd zijn zodanig dat ze een aantal kwaliteitscriteria respecteren die nodig zijn voor een goed functionerende markt. Al deze voorwaarden kunnen, in voorkomend geval en zoals reeds het geval is voor andere technische voorschriften die reeds in werking zijn, gepubliceerd worden als een technisch voorschrift van Synergrid zodanig dat er een geharmoniseerde werking is voor de verschillende regio's.

Men kan het standpunt van de VREG als volgt samenvatten:

1. *De hoofdmeter op het toegangspunt blijft de referentie voor de energiefactuur en alle andere zaken in het leveranciersmodel*
2. **Submeters die gebruikt worden voor Flexibiliteit moeten voldoen aan de bepalingen van de regionale Technische Reglementen met betrekking tot de technische meetvereisten:**
 - a. *Nauwkeurigheidsklasse*
 - b. *Communicatievereisten (interoperabiliteit)*
 - c. *Plaatsing- & Onderhoudsbepalingen (kwaliteitscontrole)*
3. *Bestaande meters die voldoen aan de meetvereisten en de technische voorschriften kunnen gebruikt worden door middel van een submeteroplossing.*
4. **Mogelijke submeteroplossingen, die naast elkaar kunnen bestaan:**
 - a. *Levering, plaatsing en de onderhoud van de meter door de DNB zelf aan een tarief waarvan de bedragen en praktische modaliteiten van toepassing later zullen gedefinieerd worden;*
 - b. *Levering van de meter door de DNB, plaatsing en onderhoud van de meetinrichting door een derde partij, volgens de voorschriften van de DNB en de bepalingen van de technische reglementen;*
 - c. *Levering van Data Logger door de DNB aan te sluiten op de meter van derde partij die voldoet aan voorschriften van de distributienetbeheerders; plaatsing en onderhoud van de submeter door een derde partij, volgens de voorschriften van de DNB en de bepalingen van de technische reglementen;*
 - d. *Levering, plaatsing en onderhoud van de submeetinrichting door een derde partij met een IT-oplossing aan te sluiten op de meetinrichting van derde partij, alles volgens de voorschriften van de DNB en de bepalingen van de technische reglementen.*
5. **Verzegeling en controle:**
 - a. *Het keuren van de meetinrichting (check overzetverhoudingen van meettransformatoren en of voldaan aan de bepalingen van het TRDE) kan uitgevoerd worden door de DNB of door een erkende keuringsinstantie.*
 - b. *Elke meetinrichting (ook die van derde partijen) moet verzegeld en onder toezicht geplaatst worden van de betrokken DNB;*

Verder heeft de VREG samen met de andere regionale regulatoren gevraagd aan Synergrid om een lijst op te stellen van het materiaal en/of de specifieke technische regels die de marktpartijen moeten respecteren die een submeter willen (laten) plaatsen en onderhouden door een andere partij dan de DNB. In het begin zal deze lijst vooral materiaal bevatten dat identiek is aan dat van de DNB, maar het moet mogelijk zijn deze lijst uit te breiden met al het materiaal, ook op vraag van derden via een erkenningsprocedure die aantoont dat het materiaal een gelijkwaardige kwaliteit, interoperabel is voor afstandslezing door de DNB en volledige conformiteit toont. Dit voorschrift moet eveneens de

condities definiëren waaraan meetinstallatie en bedrading moeten voldoen voor de indienstname, de verificaties uit te voeren om zich te verzekeren dat de installaties voldoen inzake de technische voorschriften, maar eveneens van plaatsing en situering tegenover de elektrische circuits. De DNB kan de plaatsing en onderhoud van de meter aanbieden aan de netgebruiker of de FSP, die dan de vrije keuze heeft om deze diensten te laten uitvoeren.

De rol van het uitlezen van de meetgegevens, de validatie van de meetgegevens, de overdracht en andere datadiensten blijven in handen van de databeheerder of DNB.

6.2.2. Vorming langetermijnvisie en impact op de regelgeving

Gezien de CREG submeters ook vermeldt in zijn studie over vraagbeheer (CREG, 2016) en het gezien de reactie van de regionale regulatoren op het technische voorschrift C8-02 (CWaPE, VREG & Brugel, 2015), werd er in de FORBEG WG Elektriciteit beslist om als een van de werkpunten voor 2016 een (bij voorkeur gemeenschappelijke) langetermijnvisie op te stellen over het onderwerp submetering. De VREG zal de output van deze standpunten zoveel mogelijk meenemen in de herziening van het TRDE voor 2017. De VREG voorziet geen wijzigingen aan het Energiedecreet of het Energiebesluit voor submetering.

6.3. Bewaken van operationele veiligheid

6.3.1. Principe

De netbeheerder heeft als één van zijn hoofdtaken de operationele veiligheid van zijn net te bewaken. Een activatie van flexibiliteit kan hierop mogelijks een impact hebben, waarvan de netbeheerder niet op de hoogte is. Zo kan er bijvoorbeeld door de reactie op dynamische prijssignalen een verhoogd onderling gelijktijdig gedrag vastgesteld worden van de netgebruikers. Dit kan in sommige gevallen congestie veroorzaken omdat het net niet voorzien is op een dergelijk hoge gelijktijdigheidsgraad. Daarom stelt artikel IV.5.4.1 §4 van het TRDE (versie 2015) reeds het volgende voor ondersteunende diensten op vraag van de TNB op het elektriciteitsdistributienet:

*De elektriciteitsdistributienetbeheerder kan **enkel zijn veto stellen** voor de levering van de ondersteunende diensten **indien door de levering ervan de operationele veiligheid van zijn elektriciteitsdistributienet in het gedrang komt, in welk geval hij dit motiveert.***

Er is kritiek op deze procedure van de FSP's en aggregatoren, omdat dit enkel geldt voor ondersteunende diensten en niet voor andere vormen van flexibiliteit en dat deze procedure zwaar en administratief is (SEDC, 2015).

Daarom wil de VREG art. IV.5.4.1 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 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 beslechtingrol.

6.3.2. Vandaag: Netwerk Flex Studie

Momenteel wordt het recht tot het stellen van tijdelijke limieten uitgevoerd onder de vorm van een Network Flexibility Study ex-ante en enkel voor bepaalde ondersteunende diensten van de TNB zoals R3 DP. De DNB's voeren een studie uit van de impact op het net en geven een "groen licht" of een "rood licht" voor de activatie van flexibiliteit voor een vaste periode (meestal een maand tot een jaar).

Het creëren van een level-playing field vereist dat dit recht zou moeten worden uitgebreid naar alle vormen van Flexibiliteit. Dit wil daarom nog niet zeggen dat de netbeheerder verplicht is dit te doen, enkel dat hij het recht heeft.

Er werden reeds inspanningen geleverd door de DNB's om de NFS-studie beschreven in het Synergrid voorschrift C8-01 te vereenvoudigen en te verbeteren, maar de VREG vindt dat verdere stappen moeten ondernomen worden om de NFS-studie zo eenvoudig en zo vlot mogelijk te laten verlopen door de doorlooptermijn zo kort mogelijk te maken en een duidelijke beschrijving van de criteria, het proces en de definities te linken aan het aansluitingscontract.

Momenteel heeft de DNB niet altijd een zicht in real-time op al de netgebruikers op middenspanning, maar op middellange termijn zou de NFS best vervangen worden door een meer dynamische exploitatie van het net. Zo is er het voorbeeld van het "traffic-light" concept als een instrument voor "Active Distribution Network Operation" (Eurelectric, 2013). Men zou bijvoorbeeld gekleurde "congestiezones" kunnen ontwikkelen waar een activatie van flexibiliteit tijdelijk niet mogelijk is, aangeduid door een kleur.

6.3.3. Toekomst: Actief Distribution System Management?

Met de al maar hogere integratie van hernieuwbare energie zal de traditionele aanpak voor de dimensionering van de distributienetten, zijnde vooral gericht op het aankunnen van een groot piekverbruik dat zich enkele uren per jaar voordoet of ook wel de "Fit & Forget approach" genoemd, niet meer te handhaven zijn (Eurelectric, 2013). In deze traditionele aanpak zullen er al maar meer investeringen nodig zijn om al maar grotere pieken op te vangen, ook al zijn deze pieken maar van korte duur en zal een groot deel van de capaciteit voor het merendeel van de tijd onderbenut blijven.

De VREG is van mening dat men op zoek moet naar een nieuwe aanpak om de netten slimmer en efficiënter uit te baten en te dimensioneren, maar de VREG beseft dat dit technologisch niet snel te implementeren valt.

Daarom wil de VREG de DNB's oproepen om een visie op Actief Netwerk Management te ontwikkelen tegen eind 2016 en een studie uit te voeren over wat nodig is om dat te doel te bereiken met tussenfasen.

6.4. Taken door derde partijen

Het beroep op een derde door de netbeheerder is principieel toegestaan. Beperkingen op dit principe worden beschreven in art. 3.1.11. van het Energiebesluit.

Art. 3.1.11. van het Energiebesluit bepaalt omtrent welke taken de netbeheerder zélf (met eigen personeel en middelen, of via werkmaatschappij) de **voorbereiding** van beslissingen moet doen (eerste lid) alsook van welke taken de **uitvoering** van beslissingen niet wordt geëist dat ze door de netbeheerder zelf worden uitgevoerd, maar waarbij, bij een beroep op een derde, die derde onafhankelijk moet zijn van bepaalde marktpartijen (leverancier, producent, ...)

Het gaat om aangelegenheden die voor het netbeheer strategisch en vertrouwelijk zijn.

Wat ontbreekt in de huidige regelgeving, is de bepaling dat, ondanks delegatie, door de netbeheerder, aan een derde van bepaalde van zijn taken, **het de netbeheerder is die verantwoordelijk blijft**. Dit is de logica zelf (bij onderaanneming blijft de hoofdaannemer aansprakelijk) maar dit wordt toch best expliciet bepaald, voor alle duidelijkheid. Het is dan ook de verantwoordelijkheid van de netbeheerder zelf, die de plicht heeft tot onafhankelijk, neutraal en niet-discriminerend handelen, om deze garanties ook te bieden ongeacht de delegatie. De netbeheerder moet kunnen aantonen op welke manier de garanties door de derde worden geboden.

Deze principes van mogelijke delegatie, eindverantwoordelijkheid van de netbeheerder en garantieverplichtingen te leveren tussen derde en netbeheerder, vindt men terug in de draft van de Netwerkkode Balancing (art. 10) . Het lijkt de VREG interessant om een artikel geïnspireerd hierop toe

te voegen aan de regelgeving dat bepaalt onder welke voorwaarden bepaalde taken mogen worden uitbesteed.

De VREG zal hierop terugkomen in het kader van het advies over het databeheer.

6.5. Systeembeheer: bijkomende vragen in het kader van flexibiliteit en de rol van de DNB

6.5.1. Mag de DNB zelf flexibiliteit aankopen en onder welke voorwaarden?

Het huidig regulerend kader verplicht de netbeheerder om elektriciteit aan te kopen **via transparante, niet-discriminatoire en marktgebaseerde** procedures. Zo staat in art. 25.5 van de "third package" Europese richtlijn 2009/72/EC het volgende:

"... Each distribution system operator **shall procure the energy** it uses to cover energy losses and reserve capacity in its system **according to transparent, non-discriminatory and market based procedures**, whenever it has such a function..."

Dit is geïmplementeerd in het Energiedecreet door de volgende bepalingen in het Energiedecreet in Art. 4.1.6:

*Het beheer van een distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit omvat, onder meer, de volgende taken:
[...]*

14° als elektriciteitsdistributienetbeheerder transparante, niet-discriminerende en op de markt gebaseerde procedures hanteren bij de aankoop van elektriciteit.

Gebaseerd op deze bestaande regelgeving, de studie van (Tractebel Engineeringl & Ecofys, 2015) en gezien het feit dat de VREG het belangrijk vindt dat alle vormen van flexibiliteit kunnen deelnemen aan Ondersteunende Diensten, is de VREG van mening dat de **netbeheerder de rol van aanvrager van flexibiliteit (=FRP) moet kunnen opnemen** voor zowel vraagbeheer, energieopslag als decentrale productie **onder de volgende voorwaarden**:

- o De netbeheerder mag **niet** de rol van dienstverlener van flexibiliteit of aggregator van commerciële flexibiliteit op zich nemen.
- o De netbeheerder mag zijn **neutraliteit**, vereist in zijn hoedanigheid van databeheerder en marktfacilitator, **niet in gevaar brengen**; hij mag er geen misbruik van maken. De regulator moet hierop toezien op basis van het klachtenbeheer door en de rapporteringsverplichtingen van de netbeheerder.
- o Alle aankopen van flexibiliteit moeten op een transparante, niet-discriminatoire en marktgebaseerde procedures gebeuren → Volgens **het regime van de openbare aanbestedingen voor nutsbedrijven** (Europese richtlijn)
- o Naast technische karakteristieken van deze Ondersteunende diensten voor de netbeheerder (al in een artikel van het TRDE) zouden ook **selectievoorwaarden van de aankoopprocedure, remuneratiemechanismen, activatieprocedures etc. worden vastgelegd in de OD regels**, die geconsulteerd worden en goedgekeurd worden door de regulator (zie §7.1).

Om het bovenstaande mogelijk te maken stelt de VREG naast de reeds voorgestelde wijziging van Art. 4.8.1/1 in §4.5.1, ook de volgende aanpassing van 14° van artikel 4.1.6 voor als volgt:

14° als **netbeheerder** transparante, niet-discriminerende en op de markt gebaseerde procedures hanteren bij de aankoop van elektriciteit, **de aankoop van Ondersteunende Diensten en de aankoop van alle vormen van Flexibiliteit**³⁴.

Art. X uitvoeringsmodaliteiten bij Art. 4.1.6 14°

§1 De elektriciteitsdistributienetbeheerder rapporteert de volledige resultaten van alle aankopen die vallen onder °14 aan de VREG en publiceert de resultaten op zijn website op geaggregeerde wijze die de confidentialiteit respecteert.

§2 Indien de VREG een inbreuk constateert op de voorwaarden van transparantie, niet-discriminatie en marktgebaseerde processen, dan kan de VREG de aankoop nietig verklaren en de elektriciteitsdistributienetbeheerder opleggen de aankoop opnieuw te organiseren.

6.5.2. Mag de netbeheerder de rol van aggregator op zich nemen?

De netbeheerder mag zeker niet de rol van dienstverlener van flexibiliteit (FSP) opnemen. Hij mag dus evenmin de rol van commerciële aggregator op zich nemen en hij mag evenmin deelnemen aan een georganiseerde energiemarkt.

De netbeheerder kan echter wel de rol van aggregator opnemen in het kader van technische flexibiliteit. Bij technische flexibiliteit is er geen markt, maar wordt de flexibiliteit opgelegd in een regulatoire context, waarvoor de netgebruiker al dan niet vergoed wordt volgens een gereguleerde vergoeding/compensatie. De VREG stelt voor om het kader voor deze ondersteunende diensten zoals bijvoorbeeld voor spanningscontrole door het leveren of absorberen van reactieve energie vast te leggen in de OD Regels.

De principes van samenwerking tussen de netbeheerder en TNB in deze ondersteunende diensten worden best gedeeltelijk vastgelegd in de samenwerkingscode van de technische reglementen en gedeeltelijk in de OD Regels.

6.5.3. Kan de DNB eigen opslageenheden inzetten voor netbeheer?

Eerst en vooral willen we stellen dat de scope van deze vraag zich beperkt tot **de vraag of de DNB opslageenheden mag bezitten en/of inzetten voor eigen netbeheer**. Buiten een definitie van het begrip "energieopslag" en de algemene behandeling ervan in het kader voor flexibiliteit gaat de VREG niet verder in op energieopslag en zijn statuut in dit advies.

De huidige regelgeving laat niet toe dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder activiteiten inzake productie van elektriciteit of gas onderneemt tenzij in een aantal uitzonderlijke, meestal historisch veroorzaakte gevallen.

³⁴ In de toekomst zou het kunnen dat de DNB ook flex aankoopt om bepaalde zware investeringen niet te moeten doen. Dit is nu niet gevat onder OD.

Artikel 4.8.1 van het Energiedecreet vermeldt:

Art. 4.1.8.

§ 1. De **beheerder van het plaatselijk vervoernet** van elektriciteit kan **geen andere activiteiten ondernemen voor de productie van elektriciteit dan de productie van elektriciteit die nodig is om zijn taken als netbeheerder goed te kunnen uitoefenen**.

§ 2. Een **distributienetbeheerder** en zijn werkmaatschappij kunnen **geen activiteiten ondernemen inzake de productie van elektriciteit of gas**, behoudens de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling in productie-installaties waarvan de distributienetbeheerder op 1 oktober 2006 eigenaar is en die op het net van deze distributienetbeheerder aangesloten zijn. De elektriciteit die in deze installaties wordt opgewekt, wordt alleen aangewend voor de dekking van het eigen verbruik van de distributienetbeheerder, het eigen verbruik van de werkmaatschappij en/of de netverliezen. De verdere exploitatie van kwalitatieve warmtekrachtinstallaties waarvan hij op 1 oktober 2006 eigenaar is, vormt een openbaredienstverplichting voor de distributienetbeheerder zolang de certificaten die toegekend zijn voor de primaire energiebesparing die de installatie realiseert, niet aanvaard worden voor de certificatenverplichting, vermeld in artikel 7.1.11. De distributienetbeheerder streeft daarbij naar een maximale primaire energiebesparing.

De passage in §2 waarbij de distributienetbeheerder elektriciteit mag produceren onder volgende voorwaarden:

behoudens de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling in productie-installaties waarvan de distributienetbeheerder op 1 oktober 2006 eigenaar is en die op het net van deze distributienetbeheerder aangesloten zijn. De elektriciteit die in deze installaties wordt opgewekt, wordt alleen aangewend voor de dekking van het eigen verbruik van de distributienetbeheerder, het eigen verbruik van de werkmaatschappij en/of de netverliezen. De verdere exploitatie van kwalitatieve warmtekrachtinstallaties waarvan hij op 1 oktober 2006 eigenaar is, vormt een openbaredienstverplichting voor de distributienetbeheerder zolang de certificaten die toegekend zijn voor de primaire energiebesparing die de installatie realiseert, niet aanvaard worden voor de certificatenverplichting, vermeld in artikel 7.1.11. De distributienetbeheerder streeft daarbij naar een maximale primaire energiebesparing.

kan geschrapt worden.

Uit onderzoek van de aanwijzingsvoorwaarden van de netbeheerder blijkt dat zij geen productie-installaties meer in dienst hebben die ressorteren onder deze uitzondering. Bijgevolg heeft deze uitzonderingsmogelijkheid geen nut meer, en kan deze zonder enige praktische implicatie voor de netbeheerders, geschrapt worden.

In 2015 werd concreet navraag gedaan naar bepaalde productie-installaties die destijds door de DNBs uitgebaat werden onder dit uitzonderingsregime. Uit deze navraag bleek dat alle installaties verkocht of afgebroken waren, behalve drie, die echter "buiten dienst gesteld zijn en niet meer door de netbeheerder in dienst genomen zullen worden."

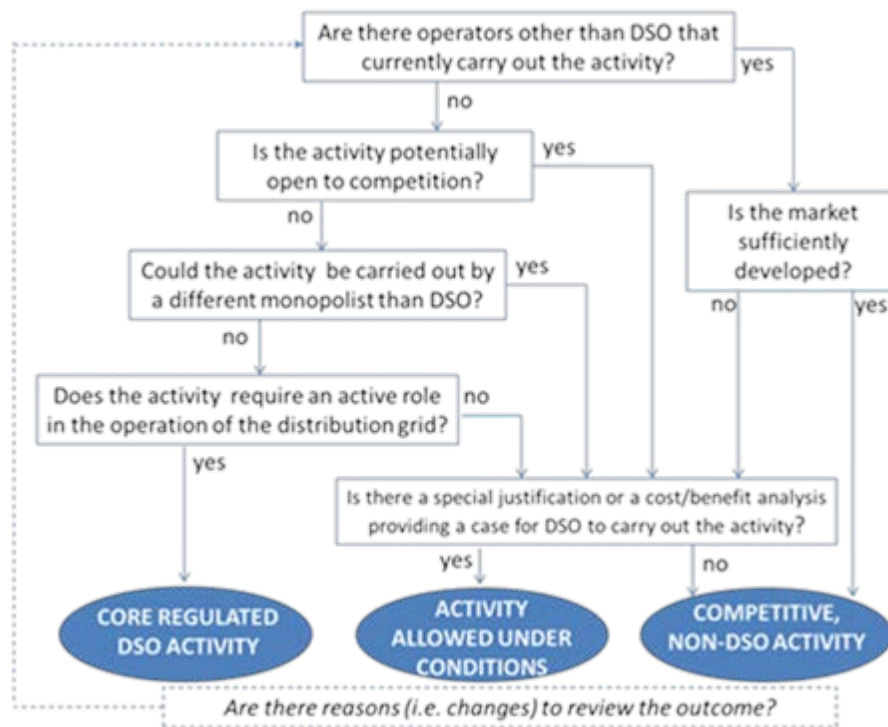
Daarnaast gedooft de VREG wel enkele kleinschalige productie-installaties op eigen kantoorgebouwen voor de dekking van eigen verbruik.

Of Energieopslag onder dit artikel valt, hangt af van de vraag of men Energieopslag ziet als productie van energie of niet. Momenteel is er geen apart statuut voor opslag in de regelgeving opgenomen, hierdoor wordt Energieopslag en een opslageenheid behandeld als een verbruiker wanneer hij een afname heeft op zijn toegangspunt en als producent wanneer hij injectie heeft op het toegangspunt waar de opslageenheid is aangesloten. In deze interpretatie van de regelgeving klopt het dus dat ook activiteiten inzake Energieopslag niet zijn toegelaten voor de DNB in de huidige regelgeving.

De VREG merkt echter op dat de huidige regelgeving strenger is voor de DNB dan voor de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Voor deze laatste zijn productieactiviteiten wel toegelaten als deze nodig zijn om zijn taken als netbeheerder goed te kunnen uitoefenen. De VREG is voorstander om deze situatie gelijk te trekken voor opslageenheden onder strikte voorwaarden en in het kader van netbeheer.

Op het Europees vlak is er momenteel geen duidelijke regelgeving over dit onderwerp. De VREG verwacht wel dat men in de herziening van het Third Energy Package dat de Europese Commissie voorbereidt men dieper zal ingaan op het statuut van opslag. Deze herziening is voorzien voor december 2016³⁵.

De VREG heeft zich voor het vormen van zijn visie gebaseerd op het CEER-framework (CEER, 2015) voor de bepaling of een DNB een nieuwe activiteit mag uitvoeren (zie de onderstaande figuur).



Figuur 11: CEER Framework for Role of the DSO in new activities (Bron: CEER, 2015)

Het framework stelt een aantal vragen waarbij dan kan afgeleid worden hoe de nieuwe activiteit moet behandeld worden door de netbeheerder. Samengevat kan men stellen dat als men door **concurrentie in een markt** ertoe instaat om tot een **efficiënt resultaat** te komen, een nieuwe activiteit **geen DNB (DSO)-activiteit** zou moeten zijn, omdat de DNB een gereguleerd monopolie is.

Als er daarom **potentieel** is voor open competitie in een markt in een (nieuwe) activiteit, dan mag in de **standaard de DNB er in het geheel niet aan deelnemen, tenzij** het over een activiteit gaat die kan gezien worden als een **kernactiviteit die strikt gelieerd is aan de exploitatie van het distributienet**. In alle andere gevallen mag de DNB de activiteit toch uitvoeren in een **“grijze zone”** onder de voorwaarden dat er een duidelijke en specifieke justificatie is al dan niet gebaseerd op een **“cost-benefit analysis”** (bijvoorbeeld door schaalgrootte), en er **strikte regulatoire controle en regels** zijn.

Indien men deze redenering volgt voor het inzetten van opslageenheden voor systeemdiensten, komt men tot de conclusie dat het een activiteit is in de **“grijze zone onder voorwaarden”**: er is een

³⁵ Minutes of the stakeholder debate of the first Grid+Storage regional workshop (<http://gridplusstorage.eu/workshops/1-workshop-1-belgium-france-the-netherlands/>.) Questions to Henrik Dam (EC, DG ENER): It was asked whether grid operators would be allowed to operate energy storage facilities in the future. Henrik Dam said that the matter is being considered by the European Commission in the context of the energy market design consultation and the proposals for the revision of the Third Energy Package expected by Dec. 2016. In his opinion, the probable scheme would be that grid operators buy services to energy storage operators. For some specific purposes (for instance black-start capabilities), allowing TSOS/DSOs to own the energy storage assets has yet to be decided yet”

potentieel voor open competitie, maar het wordt wel ingezet voor een kernactiviteit van de DSO, zijnde exploitatie van het net.

De VREG denkt daarom het bezit en/of de uitbating van opslageenheden mogelijk moet zijn onder strikte voorwaarden:

- Er moet in de regelgeving een definitie van energieopslag komen die verschillend is van die van productie;
- **Opslageenheden in het bezit** van DSO kunnen **enkel ingezet worden voor kernactiviteit van de DNB** (exploitatie van het net/eigen systeembeheer). Men kan dit dan zien als een gelijktrekking voor opslag met wat reeds is toegelaten in het Energiedecreet voor de beheerder van het plaatselijk vervoernet.
- Enkel indien er geen zicht is op een concurrentiële marktwerking doordat er te weinig of geen interesse van commerciële partijen is of indien de prijs van de commerciële partijen zeer hoog uitvalt, kan de DNB overgaan tot eigen bezit en/of uitbating van een opslag-eenheid. → De **DNB** moet dus in een Cost-Benefit Analyse kunnen aantonen dat zelf opslageenheden bezitten en/of uitbaten voordeliger is voor de maatschappij dan indien hij de energieopslag zou aankopen als een flexibilitiedienst in een commerciële relatie met een dienstverlener van flexibiliteit of "storage service provider".
- Bezit en gebruik van opslageenheid valt onder strikte regels en staat onder strikt toezicht van de regulator;

De VREG stelt vast dat de situatie sterk kan verschillen van geval tot geval. In afwachting van een duidelijk Europees kader, stelt de VREG daarom een pragmatische aanpassing van de regelgeving voor dit onderwerp voor gebaseerd op de logica van het CEER-framework, zodanig dat voor proefprojecten of voor bepaalde, specifieke situaties een kader kan vastgelegd worden zonder dat dit daarom al vastligt voor het gehele marktmodel of voor alle gevallen.

De VREG stelt daarom een aanpassing als volgt voor van art. 4.1.8:

§ 1. De beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit **en de distributienetbeheerder** kunnen geen andere activiteiten ondernemen voor de productie van elektriciteit en gas dan de productie van elektriciteit die nodig is om zijn taken als netbeheerder goed te kunnen uitoefenen.

§ 2. De **Vlaamse Regering bepaalt, na advies van de VREG, welke activiteiten, bedoeld in het eerste lid, toegelaten zijn.**

7. Ondersteunende diensten voor de DNB

7.1. Introductie van OD Regels

7.1.1. Bestaande regelgeving omtrent Ondersteunende diensten

Zoals reeds aangehaald in voorgaande paragrafen, wordt Ondersteunende diensten in het Energiedecreet reeds gedefinieerd als *“Een dienst die nodig is voor de exploitatie van een transmissie- of distributienet”*.

Verder beschrijft het TRDE (versie 2012) dat Ondersteunende diensten voor de DNB de volgende zaken omvat:

- 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**

Het nieuwe TRDE (versie 2015)³⁶ heeft hieraan artikel IV.5.4.1 toegevoegd dat onder meer het volgende bepaalt:

“De elektriciteitsdistributienetbeheerder stelt de technische specificaties op voor de ondersteunende diensten die hij wenst te verkrijgen en legt die ter goedkeuring voor aan de VREG.”

Door de omzetting van Artikel 15.8 van de Energie-efficiëntie Richtlijn (VREG, 2013) gaat het Energiedecreet zelfs nog verder voor vraagzijdebeheer en stelt Art. 4.1.18/1:

“De netbeheerders stellen, in nauwe samenwerking met aanbieders van energiediensten, met inbegrip van aggregatoren, en afnemers, en na goedkeuring door de VREG, technische specificaties op met betrekking tot de toegang tot en de deelname van vraagzijdebeheer aan de markten inzake balancerings-, en andere ondersteunende diensten op het distributienet. Deze technische specificaties zijn gebaseerd op de technische eisen van deze markten en de mogelijkheden die vraagzijdebeheer biedt.”

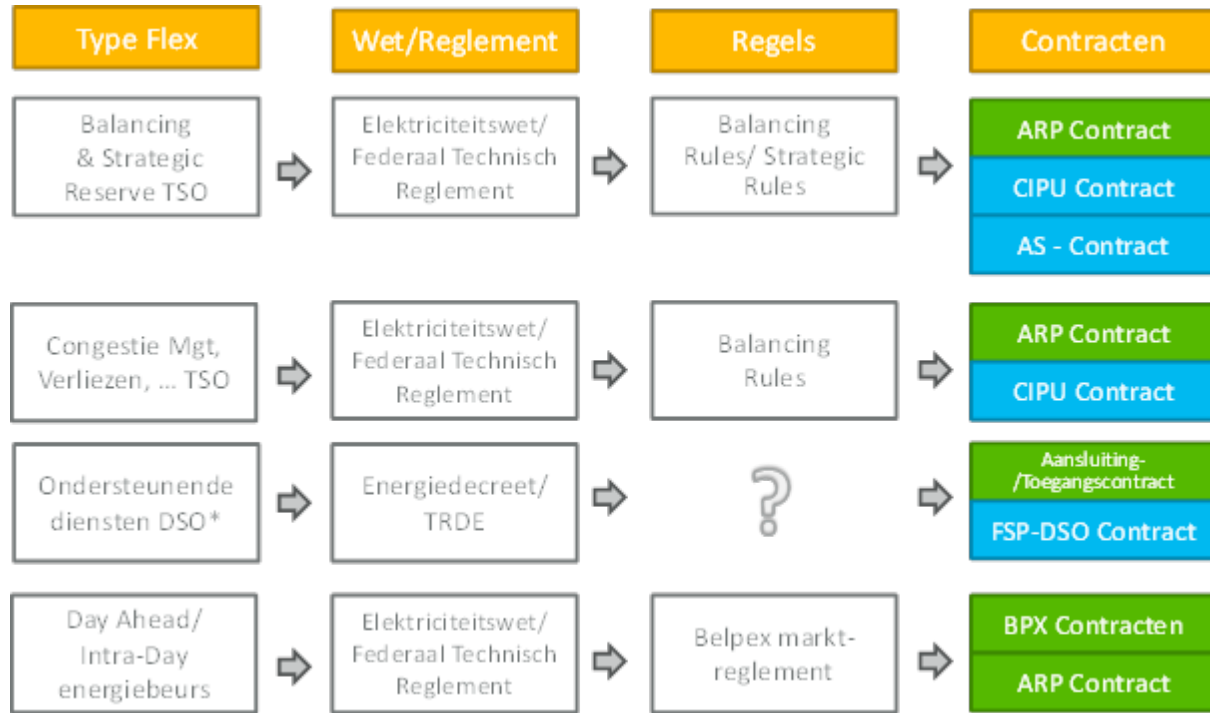
Dit artikel is echter enkel van toepassing op vraagzijdebeheer, niet op alle vormen van flexibiliteit.

Verder kan men de opmerkingen over het begrip ‘vraagzijdebeheer’ en het verschil met het begrip ‘vraagbeheer’ uit §4.5.2 hier herhalen.

³⁶ Tot op heden werden deze technische specificaties nog niet opgesteld, omdat het TRDE nog gepubliceerd moet worden en deze dus pas vanaf de publicatiedatum in 2016 van kracht zullen zijn.

7.1.2. Noodzaak aan een nieuw instrument

De volgende figuur geeft een overzicht van het bestaande kader voor de verschillende vormen van flexibiliteit op federaal niveau en op gewestelijk niveau:



Figuur 12: Schema bestaand regulatorisch kader (bron: eigen VREG schema)

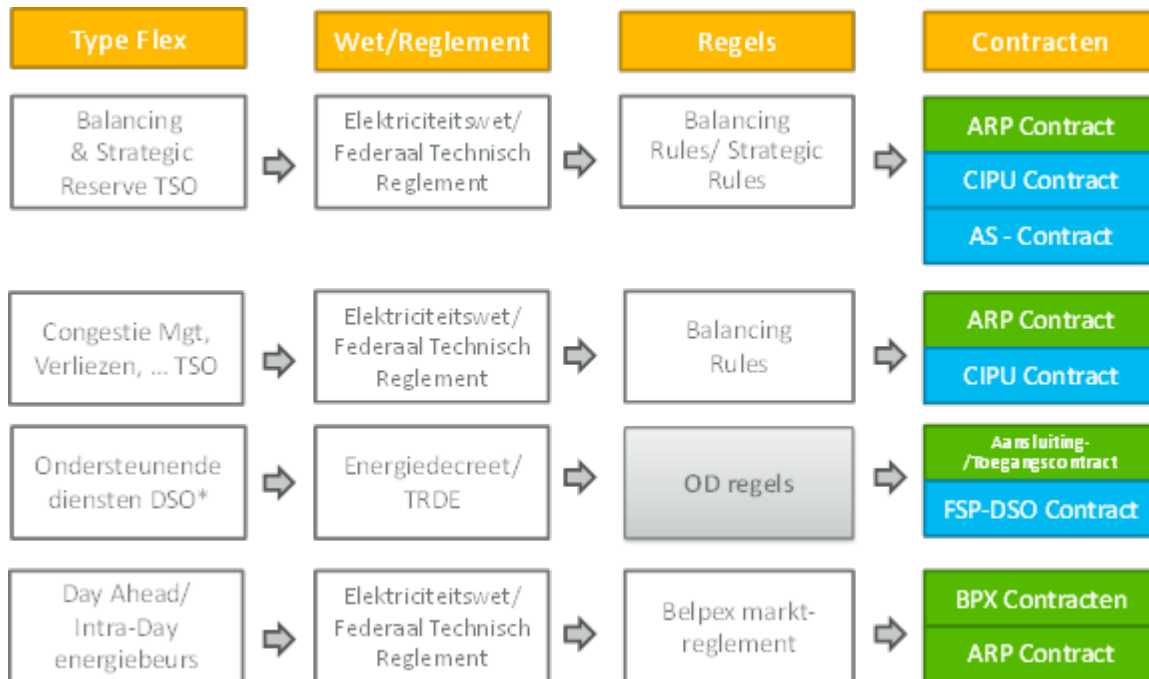
Het is niet in de scope van dit advies om de bestaande regelgevende instrumenten op federaal niveau in detail te bespreken, maar in het algemeen kan men vaststellen dat er voor de verschillende types geregeerde markten een brug van specifieke regels (bijvoorbeeld balancing regels) is tussen de wetten en reglementen enerzijds en het contractuele kader anderzijds, **behalve voor ondersteunende diensten voor de DNB**.

De VREG vindt het een goed idee om **dit soort instrument** ook te **introduceren voor de Ondersteunende Diensten** voor het Elektriciteitsdistributienet en de Ondersteunende Diensten van de Plaatselijk Vervoernetbeheerder die onder zijn bevoegdheid vallen om de volgende redenen:

- Uit verschillende bronnen (ACER/CEER, 2014) (THINK, 2013), uit de eerste resultaten van proefprojecten (REserviceS project, 2014) (EvolvDSO, 2015) en de drafts die voorliggen van de netwerkcodes kunnen we afleiden dat er nog een **sterke evolutie aankomt de komende jaren** in de Ondersteunende diensten, hun technische specificaties, maar ook hoe deze zullen aangekocht of toegepast zullen worden. Deze evoluties zullen **een snelle adaptatie** van het **regulerend** en reglementair **kader vragen**.
- De aanpassingen van Energiedecreet/Energiebesluit en de technische reglementen vragen al snel 1 tot 2 jaar van hun eerste formulering tot de uiteindelijke inwerkingtreding (na publicatie in Belgisch Staatsblad).
- Indien men gelijkaardige procedures volgt voor het opstellen en aanpassen van de regels als op federaal niveau, lijken de OD regels een goed compromis om sneller voorstellen te kunnen doen en tegelijk toch de betrokkenheid en consultatie van de marktpartijen te bewaren en een goed regulatorisch overzicht door de regulator te behouden.

- De bestaande regulering geeft al een begin van vereiste voor deze regels, maar vraagt nog om een concretisering van het proces en een verduidelijking van de scope van de regels.

7.1.3. Introductie van de OD Regels



Figuur 13: Schema voorstel regulator kader (bron: eigen VREG schema)

In het voorstel van de VREG liggen de Ondersteunende diensten voor de DNB dus vast volgens een gereguleerde methode waarbij:

- De plicht tot opstellen van de regels vastligt in het Energiedecreet
- De basisonderwerpen van de regels en het proces hoe ze vastliggen wordt vastgelegd in het Energiedecreet of het Technisch Reglement, maar waarbij de specifieke inhoud naar analogie van de Balancing Regels minstens de volgende zaken bevat **in het document** zelf:
 - de technische specificaties voor de Ondersteunende Diensten;
 - de methode voor bepaling van de benodigde hoeveelheid aan Ondersteunende Diensten, indien van toepassing;
 - het proces van aankoop (selectiecriteria, ...), indien van toepassing
 - de activatievolgorde, indien van toepassing
 - de prioriteitsregels indien de ondersteunende diensten door verschillende netbeheerders kunnen benut worden;

Dit voor zowel de Ondersteunende Diensten die worden georganiseerd als commerciële flexibiliteit, als voor de Ondersteunende Diensten die worden georganiseerd als technische flexibiliteit.

Algemeen vonden de stakeholders de introductie van de OD regels een goed idee, maar zij hadden verschillende opmerkingen op het proces voor de opstelling dat de VREG oorspronkelijk voorstelde. De stakeholders vonden het belangrijk om voldoende inspraak te hebben, maar de VREG wil dat het hele proces niet langer dan 6 maanden zou duren. Daarom stelt de VREG het volgende, vrij gedetailleerde proces voor opstelling van de OD Regels voor, dat het verschil maakt tussen een significante enerzijds, en een kleine wijziging, anderzijds:

- Het initiatief tot wijziging van de OD Regels kan zowel genomen worden door één netbeheerder, als door een groepering van netbeheerders, als door de VREG op eigen voorstel of door de VREG op vraag van de marktpartijen of andere stakeholders;

-
- De netbeheerders of de groepering van netbeheerders stellen een ontwerp van de tekst op of doen er aanpassing aan op eigen initiatief of op vraag van de VREG;
 - Voor elke wijziging voorgesteld op initiatief van de netbeheerder of groepering van netbeheerders³⁷:
 - o leggen zij in overleg met de VREG vast of het gaat over een kleine wijziging of significante wijziging.
 - Voor elke wijziging doen de netbeheerders of groepering van netbeheerders het volgende:
 - o informeren zij de stakeholders van de planning van het te volgen traject;
 - o moeten zij voor elke significante wijziging een stakeholdersoverleg organiseren.
 - Indien op vraag van de VREG moet de netbeheerder of groepering van netbeheerders binnen 2 maanden nadat hij de vraag ontvangen heeft een tekstontwerp opstellen of aanpassingen doen;
 - Het ontwerp van de tekst moet een publieke consultatie van de marktpartijen doorlopen van 6 weken voor elke significante wijziging en consultatie van 4 weken voor kleine wijzigingen;
 - De netbeheerder of groepering van netbeheerders verwerkt de resultaten van de publieke consultatie in een consultatieverslag waarbij hij:
 - o de aangepaste tekst voorstelt waarbij hij aangeeft welke opmerkingen van de stakeholders hij aanvaardt;
 - o een motivatie geeft voor elke opmerking van stakeholder die hij niet aanvaard heeft;
 - De netbeheerder of groepering van netbeheerders stuurt dit consultatieverslag samen met het finale ontwerp van de tekst op naar de VREG binnen de 2 weken na het aflopen van de consultatieperiode voor een kleine wijziging of binnen de 4 weken voor een significante wijziging. Het consultatieverslag en het finale ontwerp worden ook gepubliceerd op de website van de netbeheerder of de groepering van netbeheerders.
 - De VREG neemt zijn beslissing tot goedkeuring, goedkeuring mits aanpassingen of afkeuring binnen de 3 weken na ontvangst van het finale ontwerp van de tekst en het consultatieverslag voor kleine wijzigingen en binnen de 6 weken voor een significante wijziging. Indien de VREG dit nodig acht, kan hij nog een consultatie van de beslissing organiseren van maximum 3 weken en worden alle termijnen bijgevolg met 3 weken verlengd.
 - De nieuwe OD Regels worden geldig vanaf hun publicatiedatum op de website van de VREG.
 - Voor de eerste opstelling van de OD regels mogen de termijnen afwijken van de bovengangeerde termijnen in overleg met de VREG;

De details, procedures en unieke situaties van de ondersteunende diensten worden dan vastgelegd in de contracten (aansluitingscontract, toegangscontract,...).

³⁷ Een dergelijk traject voorzien we niet indien de vraag van wijziging uitgaat van de VREG, omdat we veronderstellen dat de VREG dit zal bespreken op het beleidsplatform.

7.2. Reactief vermogen

Het leveren of absorberen van reactief vermogen voor de spanningscontrole is een onderwerp dat ook in de Ondersteunende Diensten regels moet besproken, maar volgens de feedback van de netbeheerders niet zo thuis horen in flexibiliteit. De VREG gaat akkoord dat er een apart kader moet opgezet worden voor reactieve energie in de regelgeving, maar voor de VREG is het **uitgesloten dat de DNB's een commerciële aggregator zouden worden van reactieve energie** om deel te nemen aan de aanbestedingsprocedures van de TNB. Volgens de VREG zou dit wel mogelijk moeten zijn in de vorm van **aggregator van technische flexibiliteit**.

De VREG stelt voor dit verder te bediscussiëren in de kader van de aanpassing van de technische reglementen en de eerste opstelling van de OD regels, waarbij voor het leveren van reactieve energie aan de TNB ook Elia zal moeten betrokken worden.

7.3. Voorstel Aanpassing Regelgeving

7.3.1. Aanpassing Energiedecreet

Gebaseerd op de aanbevelingen uit §7.1 stelt de VREG aan de decreetgever voor om artikel 4.1.18/1 als volgt aan te passen of indien de decreetgever /1 wil behouden, een tweede luik 4.1.18/2 toe te voegen:

“De netbeheerders stellen, in nauwe samenwerking met alle stakeholders inclusief dienstverleners van flexibiliteit en afnemers, en na goedkeuring door de VREG, regels voor Ondersteunende Diensten op die onder meer de organisatie en technische specificaties van de ondersteunende diensten op het distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit vastleggen, alsook andere onderwerpen met betrekking tot de toegang tot en de deelname van flexibiliteit inclusief vraagbeheer aan de ondersteunende diensten op het distributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.”

- (1) De exacte scope van de OD Regels wordt vastgelegd in de technische reglementen maar bevat ten minste voor elke type van Ondersteunende Dienst :
 - De technische specificaties;
 - De vergoedingsmechanismen;
 - Penalisatiemechanismen, 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;
- (2) De procedures en termijnen voor opstelling of wijziging van de OD Regels worden vastgelegd in de technische reglementen, maar moeten een proces voor stakeholdersoverleg en consultatie van de marktpartijen voorzien in geval van significante wijzigingen.

7.3.2. Aanpassing Technische reglementen

Indien de decreetgever de hierboven vermelde aanbevelingen volgt, zal de VREG het gesuggereerde proces verder verwerken in de herziening van de technische reglementen voorzien voor goedkeuring in 2017.

8. Mogelijke onderwerpen voor verder onderzoek, analyse en advies

In zijn literatuuronderzoek voor dit advies kwam de VREG ook heel wat aanbevelingen en onderwerpen tegen die buiten de scope van dit advies vallen, maar die de VREG wel interessant acht voor verdere analyse en advies:

- Aanbevelingen voor een kader voor flexibiliteit op laagspanning;
- Potentieel van het inzetten van vraagbeheer op het distributienet als een instrument om:
 - De operationele veiligheid te bewaken;
 - de (energie-)efficiëntie van de planning en de uitbating van het distributienet te verhogen (Tractebel Engineeringl & Ecofys, 2015)
- De link tussen het investeringsplan van de netbeheerders en het inzetten van verschillende middelen van flexibiliteit (technische flexibiliteit, vraagbeheer, ...)
- De link tussen flexibiliteit en de tariefstructuur;
- Het algemeen (gebrek aan een) statuut van energieopslag in de Europese en gewestelijke regelgeving en een benchmark van interessante cases van regelgeving rond opslag uit andere EU-landen;
- Het bevorderen en verduidelijken van de samenwerkingsprocessen tussen de TNB en de DNB (CEDEC, EDSO, ENTSOE, Eurelectric, GEODE, 2015)

9. Conclusie voor de decreetgever

Om een eerste stap te zetten in het creëren van een algemeen kader voor flexibiliteit voor het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van flexibiliteit, adviseert de VREG de decreetgever om de volgende wijzigingen te brengen aan het Energiedecreet:

- Toevoeging Definities
- Aanpassingen om nieuwe rollen te verankeren van FSP en bestaande rollen te verduidelijken (DSO, leverancier,...)
- Principes voor facilitatie van flexibiliteit in het marktmodel
- Introductie van OD regels

Verder zal de VREG in de herziening van de Technische Reglementen, die ook goedgekeurd worden door de Vlaamse Regering, rekening houden met de volgende onderwerpen :

- Detaillering rechten en plichten FSP
- Operationele veiligheid: Recht op het stellen van tijdelijke limieten
- Bepaling rond (sub) metering van flexibiliteit
- Processen, datastromen, rechten en plichten van verschillende rollen voor settlement en dataverkeer bij flexibiliteit

Lijst van gebruikte afkortingen

ACER	Agency for the Cooperation of the Energy Regulators
AMR	Automatic Meter Reading
BDRA	Belgian Demand Response Association
BSP	Balancing Services Provider
BRP	Balancing Responsible Party of Evenwichtsverantwoordelijke
CEER	Council of the European Energy Regulators
CREG	Commissie voor de Regulering van Elektriciteit & Gas
COGEN	Cogeneratie Vlaanderen
DER	Distributed Energy Resources
DNB	Distributienetbeheerder
DSF	Demand-Side Flexibility
DSO	Distribution System Operator of Engelse term voor distributienetbeheerder
EB	Energiebesluit
ED	Energiedecreet
ESCO	Energy Servicing Company
Essencia	Belgische Federatie van de chemische industrie en life sciences
FEPEG	Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gas Bedrijven
Febeliec	Federation of Belgian Industrial Energy Consumers
FDM	Flexibility Data Manager
FSP	Flexibility Service Provider of dienstverlener van flexibiliteit
FRP	Flexibility Requestor Party
LNE	Departement Leefmilieu, Natuur en Energie van de Vlaamse Overheid
NC	Netwerk Code
NFS	Network Flexibility Study
MW	Megawatt
OD	Ondersteunende Diensten
ODE	Organisatie Duurzame Energie
PV	Photo-Voltaic installations of Engelse term voor zonnepaneleninstallaties
TNB	Transmissienetbeheerder
TSO	Transmission System Operator of Engelse term voor transmissienetbeheerder
TRDE	Technisch Reglement voor het Distributienet van Elektriciteit
TRPV	Technisch Reglement voor het Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit
VEA	Vlaams Energie Agentschap

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*. Lubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- ACER/CEER. (2015). *Joint ACER-CEER response to European Commission's Consultation on a new Energy Market Design*. Lubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- Atrias - Project Flex Market. (2014). *Flexibiliteit in het Belgische elektriciteitsdistributienet: Consolidatienota*. Atrias.
- CEDEC, EDSO, ENTSOE, Eurelectric, GEODE. (2015). *General Guidelines for reinforcing the cooperation between TSOs and DSOs*.
- CEER. (2014). *CEER Advice on Ensuring Market and Regulatory Arrangements help deliver Demand-Side Flexibility*. Brussel: CEER.
- CEER. (2015). *The future role of the DSO's*. Brussel: Council of European Energy Regulators.
- Commission Wallone pour l'Energie. (2015). *Les modalités de calcul et de mise en oeuvre de compensation financière*. Namur.
- CREG. (2015). *Studie over de rentabiliteit van de elektriciteitsopslag in België*. Brussel: Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas.
- 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.
- CWaPE. (Octobre 2015). *Les modalités de calcul et de mise en oeuvre de la compensation financière*. Namur: Commission Wallone pour l'Energie.
- CWaPE, VREG & Brugel. (2015). *Reactie Regionale Regulators op de consultatie op C8-01, C8-02 & contract FSP-DSO*. Brussel.
- Ecofys, T. S. (2015). *Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system*. Brussel: European commission.
- Ecofys, Tractebel, Sweco, & PWC. (2015). *Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system*. Brussel: European commission.
- ENTSO-E. (2015). *Market Design for Demand Side Response*. Brussels: ENTSO-E Policy Paper.
- Eurelectric. (2013). *Active Distribution System Management: a key tool for the smooth integration of distributed generation*. Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC.
- Eurelectric. (2015, November 4). *Smart Grids & Demand response: Development in a European Perspective*. iPower, Copenhagen.
- European Commission. (2015). *Delivering a New Deal for Energy Consumers/COM (2015) 319*. Brussels: European Commission.
- European Commission. (n.d.). *The future role and challenges of Energy Storage*. Brussels: DG ENER Working Paper.
- EvolvDSO. (2015). *D1.2 - Evaluation of current market architectures and regulatory frameworks and the role of DSO's*. Energyville.
- EvolvDSO project. (2015). *D1.4 Assessment of future market architectures and regulatory frameworks*. Energyville.
- FEBEG. (2015). *Congestion management on the Distribution grid by curtailment of generation*. Brussels.
- Fink, D., & Beaty, H. (1978). *Standard Handbook for Electrical Engineers* (11th edition ed.). McGraw-Hill.
- FORBEG. (2014). *Rapport van de 4 energieregulators met betrekking tot de aanpassing van het regelgevend kader voor het vraagbeheer*. FORBEG.
- Mckinsey. (March 2015). *Commercialisation of Energy storage in Europe*.
- Ofgem. (September 2015). *Making the electricity system more flexible and delivering the benefits for consumers*. London: Ofgem.
- REservices project. (2014). *Economic grid support services by wind and solar PV: Final report*. EWEA.
- Ruff, L. E. (2002). *Economic Principles of Demand Response in Electricity*. Washington: Edison Electric Institute.
- SEDC. (2015). *Mapping Demand Response in Europe Today*.
- Smart Grid Taskforce: EG3. (2015). *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility*. Smart Grid Taskforce.

- THINK. (2012). *Electricity Storage: how to facilitate its deployment and operation in the EU*. European University Institute.
- THINK. (2013). *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSO's*. European University Institute.
- Tractebel Engineeringl & Ecofys. (2015). *Identifying energy efficiency improvements and saving potential in energy networks, including analysis of the value of demand response*. Brussels: DG Energy - European Commission.
- VREG. (2013). *Advies met betrekking tot de implementatie van de Europese Energie-efficiëntie Richtlijn*. Brussel: Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt.