

Beleidsadvies flexibiliteit

1 Inleiding

Op het beleidsplatform van 21/09 heeft VREG een eerste voorstelling gegeven van de krachtlijnen van haar beleidsadvies rond flexibiliteit. Bedoeling is dat, eenmaal gefinaliseerd, aan de hand van dit beleidsadvies een wettelijk en reglementair kader kan ontwikkeld worden rond de inzet van flexibiliteit, zowel door gebruikers, marktpartijen en netbeheerders. De scope voor het advies is het elektriciteitsdistributienet voor wat betreft midden- en hoogspanning (inclusief plaatselijk vervoernet van elektriciteit).

De presentatie wordt als consultatiedocument gehanteerd, stakeholders kunnen input geven tot en met 16/10/2015. Een volledige, uitgewerkte consultatietekst zou wellicht handig geweest zijn, gezien in de beknopte voorstelling door middel van de presentatie verdere invulling en omkadering ontbreekt. Bij de consultatie van onze leden hebben we mogen vaststellen dat verschillende partijen een verschillende interpretatie hechtten aan bepaalde aspecten, wat de stroomlijning van de commentaar uiteraard niet vereenvoudigt.

Na een aantal algemene bemerkingen zal dit document de structuur volgen van de presentatie van VREG, die in bijlage wordt meegestuurd.

2 Algemene bemerkingen

Het zou wellicht goed zijn wanneer ook een algemenere visie op flexibiliteit wordt opgebouwd, en niet enkel wordt gekeken naar de manier waarop het kan worden toegepast. Wat is de waarde van flexibiliteit, welke rol kan het in het systeem spelen, maar ook: wat zijn de beperkingen? Er werd ons ook de bezorgdheid geuit dat netbeheerders flexibiliteit moeten faciliteren, zonder zelf te interveniëren in deze markt. Dit werd niet als dusdanig naar voren geschoven in de presentatie.

Wij stellen vast dat in relatie tot decentrale productie veelal wordt uitgegaan van groenestroomproductie. Waar de impact van WKK-installaties en groenestroominstallaties op bepaalde vlakken gelijklopend zijn, zijn er zeker ook factoren waar deze beide sterk van elkaar verschillen. Daarom vraagt COGEN Vlaanderen om bij de verdere uitwerking voldoende aandacht te hebben voor de verschillende mogelijke technologieën en hun specifieke eigenschappen.

Wij danken VREG in ieder geval voor het pro-actief betrekken van de sector bij deze visievorming.

3 Definities

3.1.1 Nieuwe rollen

De definities van FSP en FRP zijn niet volledig duidelijk. Een aggregator kan bijvoorbeeld tegelijkertijd FSP en FRP zijn naargelang de partij waarmee wordt geïnterageerd.

3.1.2 Soorten flexibiliteit

Het onderscheid en de reden voor het onderscheid tussen “Demand Side Flexibility” (vraagbeheer) en “Markt Flexibiliteit” zijn niet voldoende duidelijk. Enerzijds zal vraagbeheer veelal ook door marktomstandigheden ingegeven worden, anderzijds hoeft productie niet gepaard te gaan met

injectie (lokaal verbruik is ook mogelijk), en kan een wijziging in het opgewekt vermogen equivalent zijn aan een tegengestelde wijziging in het lokaal verbruik (netto effect is gelijk).

Het is wellicht goed om enerzijds een duidelijk onderscheid te maken tussen consumptie en productie aan de ene kant (hetgeen gebeurt 'achter' de teller) en afname en injectie aan de andere kant (hetgeen de DNB 'ziet'), maar anderzijds de verschillende aspecten, waar relevant, ook op gelijke voet te behandelen. Een daling (stijging) in afname op het aansluitpunt die te wijten is aan een toegenomen (afgenomen) lokale productie moet met andere woorden gelijkaardig behandeld worden als een daling (stijging) die te wijten is aan daling (stijging) van het verbruik.

3.2 Externe signalen

Hoewel de elektriciteitsvraag zelf slechts een beperkt prijselasticiteit vertoont, hebben prijzen op zich steeds het doel (effect) om een wijziging van het elektriciteitsverbruik of de -productie te bekomen, namelijk in die mate dat beide met elkaar overeenstemmen. Dit geldt zeker voor *day ahead* en *intraday* markten. Anderzijds kan het inderdaad niet de bedoeling zijn om het volgen van deze prijsevoluties onder flexibiliteit te categoriseren indien dit daarmee ingeperkt kan worden. Wellicht is een onderscheidende factor dat in dit laatste geval geen rechtstreeks contractueel verband bestaat tussen de verbruiker en wat in deze als de FRP beschouwd kan worden (markt / producent).

VREG stelt duidelijk dat deelname aan de BELPEX-markt niet als flexibiliteit beschouwd kan worden, wat als positief ervaren wordt. Hoe zal echter deelname aan de balancingmarkt beoordeeld worden?

4 Transfer of energy

COGEN Vlaanderen onderschrijft het idee dat de perimeter van de BRP van de leverancier (of van de marktpartij die de energie afneemt in geval van injectie, al dan niet een leverancier) best niet geïmpacteerd wordt door inzet van flexibiliteit. Zowel het voorstel van correctie van de perimeter als het voorstel vanwege ACER lijken dit na te streven. In principe draagt de FRP de verantwoordelijkheid voor de correctie.

Daarenboven vraagt COGEN Vlaanderen dat deze correctie te allen tijde gebeurt, ongeacht of de FRP een commerciële partij dan wel een netbeheerder is. Dit is op heden al erg relevant in het kader van het afschakelplan, waar voor productie-installaties die door de netbeheerder worden afgeschakeld (op een moment van productietekorten en erg hoge onbalansprijzen) geen correctie gebeurt van de perimeter van de BRP, waardoor de producent met erg hoge kosten geconfronteerd wordt. COGEN Vlaanderen heeft in het kader hiervan eerder al aangegeven dat een correctie van de perimeter van de BRP (naar de situatie vóór afschakeling/flexibiliteit) in deze aangewezen is.

Correctie van de perimeter van de BRP houdt overigens in dat een vergoeding voor niet-geïnjekteerde energie niet nodig is wanneer de netbeheerder de FRP is (dus wanneer een installatie bijvoorbeeld uitgeschakeld of teruggemoduleerd wordt in het kader van congestie). Dit vereenvoudigt het proces en de discussie rond vergoedingen in belangrijke mate.

5 Rol van de DSO: bewaken van de operationele veiligheid

COGEN Vlaanderen volgt in de redenering dat het aanbieden van flexibiliteit in principe voor iedereen beschikbaar moet zijn, en dat een limitering erop tijdelijk moet zijn. Het is dan inderdaad

goed om toe te werken naar een systeem om deze limitering zo kort mogelijk te houden en duidelijk kenbaar te maken aan de netgebruikers (traffic light approach).

6 Ondersteunende diensten voor de DNB

6.1 Ondersteunende diensten vandaag

De ondersteunende diensten worden opgelijst als zijnde:

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

Het kan volgens ons enkel de bedoeling zijn om (opgelegde) flexibiliteit aan te wenden in het kader van congestiebeheer, en niet voor andere ondersteunende diensten. Dit wordt best duidelijk afgelijnd. Ook is het aangewezen dat indien modulatie wordt opgelegd in het kader van ondersteunende diensten, dat dit steeds onderbouwd kan worden met een gegronde reden.

6.2 DSO Flex regels

VREG stelt voor om de “DSO flex regels” voor de ondersteunende diensten vast te leggen in een afzonderlijk document, waarvoor de gronden worden vastgelegd in het Energiedecreet en het TRDE. Dit zou worden opgesteld door de DNB’s, en na publieke consultatie (en desgevallende aanpassing) al dan niet wordt goedgekeurd door de VREG.

De achterliggende reden om dit in een apart document op te nemen is dat de omstandigheden waarin flexibiliteit moet worden afgedwongen continu evolueren, en dat het Energiedecreet en – besluit en het TRDE niet eenvoudig genoeg aangepast kunnen worden om vlot op deze veranderende omstandigheden in te kunnen spelen.

COGEN Vlaanderen vraagt zich hierbij allereerst af of het aangewezen is dat de pen wordt vastgehouden door de DNB’s, en of het niet meer aangewezen is dat een voorstel uitgewerkt wordt vanuit VREG zelf (cf. TRDE). Daarnaast begrijpt COGEN Vlaanderen de voorkeur voor een methode die vlot kan inspelen op wijzigende omstandigheden, maar het is erg belangrijk dat investeringszekerheid daarbij niet uit het oog verloren wordt. Indien elke 6 of 12 maanden wijzigingen doorgevoerd worden met een impact op de business case van een installatie (zoals bijvoorbeeld duidelijk het geval is bij het voorstel tot aansluitingscontract vanwege de netbeheerders), dan wordt het nemen van investeringsbeslissingen onmogelijk gemaakt. **Wijzigingen afdwingen voor installaties waarvoor de investeringsbeslissing reeds genomen is dienen dus kost wat kost vermeden te worden.** De datum van aanvraag van een (oriënterende) netstudie kan daarbij als mijlpaal gebruikt worden (cf. indienen aanvraag certificaten voor vastleggen startdatum).

6.3 Aansluiting lokale productie & flexibele toegang principes

COGEN Vlaanderen is akkoord met de benadering waarbij een normale aansluiting als standaard optie naar voren wordt geschoven. Voor de verdere uitwerking van de procedure van aansluiting die VREG voorstelt rijzen er nog enkele vragen:

- Wat wordt verstaan onder “**alle** aansluitingskosten”, hoe verhoudt zich dat tot de huidige benadering? Welke kosten worden hierbij voorzien?
- Welke kosten worden bij een flexibele aansluiting in rekening gebracht, en hoe zou de verdeelsleutel vorm gegeven worden?

COGEN Vlaanderen ondersteunt ook sterk het voorstel dat modulatie in geval van nood maximaal X% (met X grootte-orde van 1%) van de jaarproductie in MWh mag bedragen. In geval van ‘flexibele aansluiting N’ moet een dergelijk maximum ook op voorhand overeengekomen worden, en kan dit eventueel in het aansluitingscontract vastgelegd worden.

VREG stelt dat modulatie in N-1 of in noodsituatie niet vergoed moet worden. Verwijzend naar de praktische situatie van afschakeling onder punt 4, pleiten wij echter zeer sterk voor een correctie van de perimeter van de BRP van de leverancier, ook wanneer de modulatie in N-1- of noodsituatie wordt doorgevoerd. Bij normale marktomstandigheden is de impact hiervan beperkt (onbalanstarief kan zowel positief als negatief zijn), bij uitzonderlijke omstandigheden – zoals de mogelijkheid tot afschakeling omwille van productietekorten – is het echter volstrekt oneerlijk (en contra-productief) om het risico volledig op producenten aangesloten op het distributienet af te wentelen.

6.4 Minimum vergoedingsmechanisme voor modulatie

VREG stelt voor om bij modulatie de niet-geïnjecteerde energie te compenseren volgens een methode vastgelegd in de “DSO Flex regels”. Het voorstel is om een vergoeding te voorzien als compensatie voor niet-geïnjecteerde energie en geen vergoeding te voorzien voor de gederfde groenestroomcertificaten maar hiervoor een verlenging van de steunperiode te voorzien.

Algemeen merken we op dat het voorstel waarschijnlijk voornamelijk voor wind en PV geschikt is, maar minder voor biomassa-installaties, WKK’s en bio-WKK’s, omdat hier veelal nog andere factoren bij komen kijken.

6.4.1 Niet-geïnjecteerde energie

Voor de niet-geïnjecteerde energie lijkt het ons aangewezen om, zoals hierboven reeds vermeld, een correctie te voorzien van de perimeter van de BRP van de leverancier, eerder dan een vergoeding uit te betalen aan de teruggemoduleerde producent, gebaseerd op een marktgemiddelde prijs. De voordelen zijn dat de producent zelf geen inkomsten mist, en dus ‘vergoed’ wordt aan de exacte waarde die hij eerder met een leverancier of afnemer overeengekomen is.

6.4.2 Certificaten

Wij veronderstellen dat het voorstel van VREG voor groenestroomcertificaten ook toegepast zou worden voor warmtekrachtcertificaten.

Het voorstel van de verlenging van de steunperiode is reeds enkele malen naar voren gekomen in andere omstandigheden. Vaak wordt daarbij verondersteld dat het verschuiven van de uitkering van een certificaat naar het einde van de steunperiode een budgetneutrale oefening is. Niets is echter minder waar. Het is positief dat VREG dit onderkent, en hieraan tracht tegemoet te komen door aan te geven dat hierbij rekening gehouden moet worden met de financiële verdiscontering van de waarde van de certificaten.

Een verdiscontering van de waarde maakt de verschuiving echter nog steeds niet budget-neutraal, en blijft een belangrijke ingreep op de originele *business case*. De terugverdientijd van de installatie wordt sowieso nadelig beïnvloed omdat hiervoor enkel de inkomsten tijdens de eerste jaren (namelijk tot de terugverdientijd bereikt werd) van tel zijn. De investering zelf wordt vooraf ook over een vaste periode geëvalueerd, waarbij de levensduur van de installatie een belangrijke rol speelt. De investeerder heeft geen zekerheid dat de installatie na deze periode nog in werking is, en dient de certificaten bijgevolg als verloren te beschouwen. Overigens blijven heel wat vaste en variabele kosten wel doorlopen in geval van modulatie. Onderhoudskosten worden bijvoorbeeld veelal per draaiuur vastgesteld, en een installatie die bijvoorbeeld op 50% van zijn vermogen draait (bij modulatiesignaal 50%) kent dezelfde onderhoudskost.

6.5 Overige kosten en effecten

Het stilleggen of terugmoduleren van een WKK-installatie heeft, naast het verlies aan geïnjecteerde elektriciteit, nog enkele andere belangrijke effecten. Allereerst moet de warmte aangeleverd blijven worden, en dient een backup-installatie in werking gesteld te worden (ervan uitgaand dat voldoende backup aanwezig is om de warmtevraag volledig te blijven voeden, wat ook niet steeds het geval is). De WKK verbruikt minder of geen brandstof, maar de backup-installatie gebruikt dan weer meer brandstof. Dit is niet noodzakelijk dezelfde brandstof met dezelfde kost: de backup kan bijvoorbeeld o.w.v. leveringszekerheid gevoed worden met mazout t.o.v. de WKK die met aardgas gevoed wordt. En zoals hierboven aangegeven blijven onderhoudskosten veelal gelijk bij draaien op deellast. Bij biogas-installaties kan het dan weer noodzakelijk zijn om, eenmaal de buffercapaciteit van het systeem volledig benut is, biogas af te fakkelen. Enkel indien alle kosten vergoed worden is dit een budgetneutrale actie.