

# REGULERINGSOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

## VERSLAG over de publieke consultatie

**(BRUGEL-20170310-36)**

**Betreffende het te implementeren reglementair kader voor  
de goede werking van de flexibiliteitsmarkt in het Brussels  
Hoofdstedelijk Gewest**

**10 maart 2017**

## Inhoudsopgave

1	Inleiding.....	3
2	Ontvangen bijdragen en bespreking ervan.....	3
3	Conclusies.....	15
4	Bijlagen.....	16

## I Inleiding

De Reguleringscommissie voor energie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna “BRUGEL”) heeft een publieke consultatie georganiseerd over het te implementeren reglementair kader voor de goede werking van de flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Deze publieke consultatie begon op 14 november 2016 en liep af op 14 december 2016.

Het doel van deze publieke consultatie was bij de verschillende spelers in de flexibiliteitsmarkt te peilen naar de essentiële punten die het voorwerp moeten uitmaken van een gewestelijk wettelijk kader.

Er werden meerdere antwoorden ontvangen (8 in totaal), wat aantoont dat deze spelers geïnteresseerd zijn in de denkoefening van BRUGEL. De volgende spelers hebben geantwoord op de publieke consultatie: Centre d’Appui SocialEnergie, EDORA, ELIA, FEBEG, FEBELIEC, LAMPIRIS, RESTORE, SIBELGA.

Al hun bijdragen zijn beschikbaar in de bijlage bij dit verslag.

Dit verslag consolideert de verschillende antwoorden en geeft het standpunt van BRUGEL over de vernoemde problematieken.

BRUGEL gaat de denkoefening over de verschillende uitdagingen van de ontwikkeling van de flexibiliteit verderzetten, rekening houdend met de visie van alle betrokken spelers en zich baserend op het feit dat het evenwicht tussen de belangen van alle partijen, inclusief de netgebruikers, behouden moet blijven.

Het definitieve standpunt van BRUGEL over deze problematiek zal worden vastgelegd in een definitief advies dat in de loop van dit jaar gepubliceerd zal worden.

## 2 Ontvangen bijdragen en bespreking ervan

Ter herinnering, de publieke consultatie had tot doel de meningen van de marktspelers te verzamelen over de algemene oriëntaties die door BRUGEL werden uiteengezet in haar studie<sup>1</sup> over de flexibiliteitsmarkt, evenals hun antwoorden op een aanvullende vragenlijst die bij deze studie is gevoegd. Voor de duidelijkheid werd de vragenlijst opgesplitst in drie delen. De vragen hebben betrekking op de bescherming van de “al of niet actieve” klanten in de flexibiliteitsmarkt, het beheer van de distributienetten en de goede werking van de markt.

Bovendien is de scope van de consultatie relatief ruim, aangezien er rekening wordt gehouden met alle klanten die flexibiliteit kunnen aanbieden, ongeacht hun aansluitingsniveau op het elektriciteitsnet van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

---

<sup>1</sup> BRUGEL-STUDIE-2016/014-13 betreffende de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

In het algemeen waren de meeste spelers zeer tevreden over het initiatief van BRUGEL en hebben ze naast hun antwoorden op de gestelde vragen ook algemene beschouwingen verstrekt om hun principiële standpunten over dit thema in herinnering te brengen.

Hieronder volgt een geconsolideerde (maar niet uitputtende) samenvatting van de verschillende ontvangen antwoorden, onderverdeeld volgens de drie thema's van de vragenlijst. Na elk thema wordt een standpunt van BRUGEL gegeven op basis van de huidige staat van haar denkoefeningen over de problematiek.

### **Deel I: bescherming van de klanten**

Met de vragen die in dit deel werden geformuleerd, wilde BRUGEL de hindernissen voor de vrije keuze van de klanten identificeren, alsook de adequate (reglementaire, tarief- ...) maatregelen om de bescherming van deze klanten te versterken via een gemakkelijke en gegarandeerde toegang tot de markt, economische beschermingsmaatregelen en maatregelen om hun persoonlijke levenssfeer te respecteren. BRUGEL is immers van mening dat er bijzondere aandacht moet worden besteed aan de bescherming van de al of niet actieve klanten (vooral de meest kwetsbare) in de flexibiliteitsmarkt. In dat opzicht heeft BRUGEL zich ook vragen gesteld over de uitbreiding van deze bescherming naar kleine en middelgrote ondernemingen.

#### **• De hindernissen en oplossingen voor vrije toegang tot de markt:**

Als hindernissen voor de vrije keuze van de klanten en de vereiste oplossingen, noemen de spelers in het bijzonder:

- Het ontbreken van een voldoende evenwichtig en stimulerend kader, vermeld door de commerciële spelers (FEBEG, RESTORE, LAMPIRIS, EDORA) en FEBELIEC met het oog op de uitrol van een omvangrijk, gevarieerd en competitief aanbod van flexibiliteitsdiensten ten voordele van alle Brusselse consumenten. RESTORE vermeldt ook de noodzaak om reële mogelijkheden aan de klanten aan te bieden om hun energiefacturen te optimaliseren en eerlijke oplossingen in geval van beperkingen op het net.
- De FEBEG vermeldt overigens het technisch risico van de afwezigheid van minimale normen met betrekking tot de flexibiliteitsuitrustingen, die een probleem van interoperabiliteit tussen de aggregatoren (FSP's) zou kunnen veroorzaken. De FEBEG beveelt een gezamenlijke reflectie aan over deze normen om elke vorm van "FSP technical lockdown" te vermijden.
- Het risico op een te strenge regulering van de flexibiliteitsmarkt: de commerciële spelers pleiten voor het behoud van het uitsluitend commerciële karakter van de flexibiliteit, zonder tussenpersonen of nutteloze operaties (met name de DNB's en de

processen voor gegevensbeheer of prekwalificatie van installaties) tussen deze spelers en tussen deze spelers en de klant.

- Voor FEBELIEC moet de toegang tot de markt worden vergemakkelijkt, hetzij via een marktspeler, hetzij rechtstreeks voor de klanten die het wensen (vooral de elektro-intensieve klanten).
- Onder de maatregelen die de vrije keuze van de klanten garanderen, vermeldt SIBELGA de invoering van de slimme meters, zeker voor bepaalde klantensegmenten (prosumers, elektrische voertuigen ...) en de uitvoering van geautomatiseerde processen, net zoals dat in de leveringsmarkt gebeurt. In dat kader heeft de FEBEG de snelheid van de invoering van deze slimme meters geïdentificeerd als een eerste risico op discriminatie bij de toegang tot de flexibiliteitsmarkt. RESTORE vindt dat er een centraal systeem moet zijn voor een eenvoudige toegang tot de gegevens, anders bestaat er een risico dat deze slimme meters worden omzeild.

#### **Standpunt van BRUGEL:**

In het kader van haar bevoegdheden zal BRUGEL rekening houden met de opmerkingen van de spelers, en met name over de volgende aspecten:

- de regulering van de flexibiliteitsmarkt: ook al is BRUGEL het er niet mee eens om geen enkele regulering te voorzien voor de flexibiliteitsmarkt, toch zal ze waken over het opstellen van een nuttige regulering voor de bescherming van de klanten en met respect voor het evenwicht van de belangen van de spelers,
- de invoering van slimme meters: de keuze van de betrokken segmenten, het ritme van de invoering van deze meters en de bijbehorende tarifering zullen worden geanalyseerd in het licht van de opportuniteiten of hindernissen die zich kunnen voordoen in de flexibiliteitsmarkt.

#### **• De vergelijkbaarheid van de commerciële aanbiedingen:**

De commerciële spelers (FEBEG, RESTORE, LAMPIRIS, EDORA) vinden de vergelijkbaarheid van de aanbiedingen niet echt aangewezen, gezien het specifieke en "gecustomiseerde" karakter van de verbruiksprofielen van de klanten. RESTORE verduidelijkt dat begrijpelijke en vergelijkbare aanbiedingen moeilijk of zelfs onmogelijk te realiseren zijn; het verkiest de mogelijkheid om de aanbiedingen aan te passen aan de specifieke kenmerken van de klanten.

FEBELIEC is evenwel van mening dat de flexibiliteitsoffertes begrijpelijk en bij voorkeur vergelijkbaar moeten zijn, ook al is het belangrijkste dat men verschillende bronnen van flexibiliteit toelaat hun weg naar de markten te vinden. FEBELIEC raadt echter aan om niet voor standaardoplossingen te kiezen maar de ontwikkeling van gepersonaliseerde oplossingen mogelijk te maken.

Om de begrijpelijkheid en de vergelijkbaarheid van de aanbieden te garanderen, pleit SIBELGA voor standaarden (baselinecatalogus voor de berekening van de referentie voor de activering van de flexibiliteit) die kunnen worden opgelegd aan de marktspelers.

**Standpunt van BRUGEL:**

Gezien de staat van maturiteit van de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt, lijkt de uitrol van een kader voor de toepassing van het principe van de vergelijkbaarheid van de aanbiedingen ons voorbarig. BRUGEL blijft echter gesprekken voeren met de spelers over de mogelijkheid en de toekomstige haalbaarheid van een dergelijk principe.

**• Economische bescherming van de al of niet actieve klanten in de flexibiliteitsmarkt:**

Terwijl het Centre d'Appui SocialEnergie zich verheugt toont over het belang dat BRUGEL hecht aan de bescherming van de al of niet actieve klanten in de flexibiliteitsmarkt gezien de risico's die deze klanten lopen, wensen de commerciële spelers (FEBEG, RESTORE, LAMPIRIS, EDORA) deze problematiek te benaderen in het kader van een globale analyse die eveneens rekening houdt met alle voordelen en opportuniteiten die de flexibiliteit beïndt. Voor deze spelers moeten de voordelen van de flexibiliteitsmarkt, met name de mogelijkheden tot vermindering van de investeringskosten van de netbeheerders, de voordelen van de afvlakking van de verbruikspiek en de integratie van de doelstellingen inzake hernieuwbare energie, alle klanten ten goede komen.

Bovendien menen deze spelers dat elke interventie van derden (over de gehele waardeketen) met gevolgen voor de activering van de flexibiliteit (dus voor een of meer spelers) financieel gecompenseerd moet worden.

Voor de FEBEG zou een klant die actief is op de flexibiliteitsmarkt zijn gading moeten kunnen vinden in een stimulerende markt en zijn de risico's voor de niet actieve klanten gekoppeld aan de toegang (beschikbaarheid van slimme meters) en het gebrek aan ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt. De FEBEG verduidelijkt dat de waarde van de flexibiliteit voor de residentiële klanten beperkt zou zijn, en dat elke beschermingsmaatregel deze waarde zou kunnen verminderen en de ontwikkeling van deze markt in deze sector zou belemmeren.

SIBELGA ziet in zijn rol van marktfacilitator (uniformisering en automatisering van de marktoperaties) echter een garantie op lage transactiekosten voor de operaties om van aggregator te veranderen door de klanten. Bovendien ziet SIBELGA in het model dat wordt voorgesteld in het Winter Package (een leveringsmarkt gecorreleerd met de beurssignalen bevorderen) een risico op kruissubsidiëring tussen de actieve en niet actieve klanten in de flexibiliteitsmarkt.

SIBELGA denkt dat de belangen van de klanten beter beschermd zullen zijn in geval van een meetfout of onderbreking van de metingsketen indien de DNB instaat voor het beheer van de meters en de meting voor de flexibiliteitsmarkt. In die gevallen zal de DNB op dezelfde manier tot de schattingen overgaan als voor de leveringsmarkt. SIBELGA meent echter dat

het als facilitator van de flexibiliteitsmarkt geen rol kan spelen in de metingsactiviteit tussen een klant en een geïntegreerde speler (leverancier, aggregator en BRP). Het vindt zijn rol echter volledig gerechtvaardigd in de andere gevallen waarin meerdere partijen worden beïnvloed door de activering van de flexibiliteit.

Het Centre d'Appui SocialEnergie vestigt bovendien de aandacht op de volgende punten:

- Aanzienlijke vrees voor de leesbaarheid en vergelijkbaarheid van de leveringscontracten die zullen worden beïnvloed door de invoering van flexibiliteitsdiensten. Het Centrum herinnert aan de statistieken over het zeer lage aantal klanten dat voor de goedkoopste aanbiedingen kiest;
- Het Centrum vreest ook dat de klanten die niet actief zijn in de flexibiliteitsmarkt worden gediscrimineerd omdat ze meer zullen betalen voor hun energie wegens het gebrek aan flexibiliteit, wat de energiearmoede van deze klanten nog kan vergroten;
- Het Centrum pleit voor een beperking van de flexibiliteit tot de middenspanningsklanten of op zijn minst tot de niet huishoudelijke klanten;
- Het Centrum herinnert eraan hoe belangrijk het is alle spelers, met inbegrip van de vertegenwoordigers van de consumenten (OCMW's en verenigingen), te betrekken bij de gesprekken over de creatie van een reglementair kader over de flexibiliteit.

**Standpunt van BRUGEL:**

Hoewel de staat van maturiteit van de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt nog niet toelaat om te beslissen over de behoefte aan bescherming van de al of niet actieve klanten in de flexibiliteitsmarkt, is het risico op kuissubsidiëring tussen deze klanten niet uit te sluiten. BRUGEL ziet in de rol van marktfacilitator, die kan worden toegekend aan de DNB, een manier om de geldigheid van de meetgegevens van de flexibiliteitsactiviteiten te garanderen en een tool voor de follow-up van dit subsidiëringrisico. BRUGEL blijft evenwel gesprekken voeren met de spelers over de modaliteiten voor de uitvoering van deze rol van marktfacilitator.

**Deel II: beheer van de distributienetten**

Met de vragen in dit deel wenste BRUGEL het geschikte (reglementaire, tarief- ...) kader te identificeren ter bevordering van de uitvoering van maatregelen voor het beheer van de vraag in het kader van de planning of het beheer van de distributienetten. In dit deel hebben we ons gebogen over de gevolgen van een paradigmaverandering in het beheer van de distributienetten door de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt.

**I) Beheer van de netinfrastructuren**

Kort samengevat benadrukken spelers zoals EDORA, FEBEG, FEBELIEC, LAMPIRIS, RESTORE de behoefte om:

- investerings- of planningsbeslissingen van de netbeheerder te baseren op een economische arbitrage tussen een versterking/vervanging van het net en een beroep te doen op de flexibiliteitsdienst aangeboden door de markt om bepaalde

investeringen te vermijden. Dankzij deze arbitrage zal de winst voor de maatschappij gemaximaliseerd kunnen worden door voor de goedkoopste oplossingen te kiezen;

- een methodologie in te voeren voor de economische arbitrage van de netbeheerder, uitgewerkt op een transparante, gezamenlijke basis. Een zo vroeg mogelijke communicatie en de transparantie van het investeringsplan zijn immers noodzakelijk om de ontwikkeling van de projecten tegen een aanvaardbare prijs mogelijk te maken;
- elke netgebruiker in staat te stellen om zijn flexibiliteit te valoriseren, waarbij elke belemmering aanleiding zou moeten geven tot een schadevergoeding door de netbeheerder. Ook moet er op de flexibiliteitsmarkt een level playing field worden gegarandeerd tussen de verschillende flexibiliteitsbronnen;
- geen enkele wettelijke opdracht voor de installatie en het beheer van submeters toe te kennen aan de distributienetbeheerder; dit moet een activiteit blijven voor de niet-gereguleerde spelers. De volgende redenen worden aangehaald:
  - Alle activiteiten die achter de hoofdmeter plaatsvinden, zijn commercieel. De submeters bevinden zich op de site van de gebruiker en zijn dus zijn eigendom.
  - De submeters maken deel uit van het commerciële aanbod. De submeting is veel meer dan een gewone registratie van de gegevens in bijna real time. De submeters maken vaak deel uit van een geïntegreerd of globaal energiebeheerssysteem. De gegevens geleverd door de submeters kunnen worden geïntegreerd in het financieel toewijzingsproces en gebruikt om de aangeboden diensten te vergelijken. Door deze activiteit ongereguleerd te laten, kan men de concurrentie verhogen in het domein van de flexibiliteit en de aangeboden diensten.
  - Het beheer van de submeteringactiviteit door gereguleerde spelers leidt tot verstoring van de markt en kan obstakels creëren voor de toetreding tot de flexibiliteitsmarkt.
  - RESTORE vestigt ook de aandacht op het feit dat de reeds bestaande en geïnstalleerde meters prioritair gebruikt moeten worden.
- Het beheer van de opslagactiviteiten valt onder de bevoegdheid van de commerciële spelers. De enige mogelijke afwijking zou aan bepaalde voorwaarden moeten voldoen.

Om dit probleem te behandelen, benadrukt SIBELGA de volgende punten:

- De noodzaak om de vraag te stellen over de mogelijkheid om nu al af te stappen van het “fit and forget” investeringsbeleid en indien het antwoord positief is, mechanismen in te voeren die zullen aanzetten tot een beter gebruik van het net en dus het uitstel van investeringen in versterkingen.
- In dat kader stelt SIBELGA voor om een reglementair kader in te voeren om te anticiperen op de opkomst van de elektrische wagen. Een gecentraliseerd beheer van het herladen, enkel rekening houdend met uniforme prijssignalen, leidt tot lokale congestie. SIBELGA stelt dus de volgende maatregelen voor:

- het recht van de distributienetbeheerder om de herlaadcyclus te wijzigen of te laten wijzigen zonder compensatie;
- de invoering van een tarivering voor het gebruik van het net die meer gebaseerd is op de kW die effectief kunnen worden afgerekend met de plaatsing van een slimme meter;
- eigenaars van elektrische wagens aanmoedigen om het beheer van het herladen toe te vertrouwen aan commerciële spelers (FSP's). Deze laatsten zouden geresponsabiliseerd moeten worden om hun activering te organiseren met behoud van de lokale congestienetten.
- de algemene herdefiniëring van de criteria voor de versterking van de netcapaciteit; het project moet worden voorgesteld door de beheerder en goedgekeurd door de regulator.
- Volgens SIBELGA is de kosten-batenanalyse gerechtvaardigd in het geval van congestieproblemen veroorzaakt door de grote windturbines, en dat zal nooit het geval zijn in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Met betrekking tot de congestie veroorzaakt door een overmatige activering van de flexibele belastingen, is het dynamische beheer van de vraag opportuun zolang dit beheer geen impact heeft op het comfort van de gebruiker.
- SIBELGA acht het niet opportuun om particuliere en specifieke projecten aan een publieke consultatie te onderwerpen. SIBELGA stelt daarentegen voor om een algemeen beleid voor vraagbeheer te definiëren en voor te leggen aan BRUGEL en de gewestelijke autoriteiten.
- En voor wat de submeters betreft:
  - SIBELGA houdt vol dat het beheer ervan moet worden gereguleerd. Een gereguleerde, neutrale en onafhankelijke speler moet van A tot Z verantwoordelijk zijn voor de verwerving van de meetgegevens.
  - Ingeval de opdracht voor de submeting aan SIBELGA wordt toevertrouwd, zal ze zich ertoe verbinden een echt geactiveerde flexibiliteitscontrole uit te voeren via de hoofdmeter van de site.
  - De submeters moeten voldoen aan de technische voorschriften van SYNERGRID.
- Wat de opslag betreft, is SIBELGA van oordeel dat het nog erg vroeg is om hiervoor wetten op te stellen. De netbeheerder zou echter toestemming moeten krijgen om innovatieve proefprojecten uit te voeren op beperkte schaal.

**Standpunt van BRUGEL:**

BRUGEL neemt het standpunt van de verschillende spelers in overweging en zal steeds het evenwicht tussen de belangen van de verschillende spelers voorop stellen. BRUGEL zal haar analyse ook uitvoeren rekening houdend met de Europese trends. Met name:

1° BRUGEL is van mening dat de investerings- of planningsbeslissing van de netbeheerder, desgevallend, op een economische arbitrage gebaseerd moet zijn. De analysemethodologie van de economische arbitrage zou volgens ons ook moeten worden uitgewerkt op basis van de Europese transparantieprincipes.

2° BRUGEL is van mening dat elke gebruiker zijn flexibiliteit moet kunnen valoriseren. Dit recht kan echter niet als absoluut beschouwd worden. In sommige specifieke, op voorhand gedefinieerde situaties, moet deze activering beperkt kunnen worden.

3° Wat de submeters betreft, zal BRUGEL haar analyse uitdiepen rekening houdend met de argumenten die de verschillende spelers hebben aangebracht. In elk geval moeten de submeters voldoen aan de technische voorschriften van SYNERGRID.

4° Wat de opslag betreft zal BRUGEL in deze fase van de denkoefening de voorschriften van het Winter package volgen.

5° BRUGEL neemt akte van de bekommernis van SIBELGA betreffende de opkomst van elektrische wagens/hun impact op het beheer van het net en de noodzaak om bepaalde beheersmaatregelen in te voeren. BRUGEL zal ook een studie over deze problematiek uitvoeren.

Het advies dat zal volgen op dit verslag, zal een gedetailleerde analyse van de voormelde punten bevatten.

## 2) Het beheer van de netwerken

### Met betrekking tot het thema van de prekwalificatie

Volgens de FEBEG moet elke kunstmatige verhoging van de inspanningen en investeringen door overmatige reguleren of interventies van de beheerders worden vermeden.

ELIA meent dat prekwalificatie geen hindernis vormt voor de ontwikkeling van de flexibiliteit, maar het is een veilig middel voor de beheerder om zijn net te beheren.

FEBELIEC is van mening dat een beperking of herkwalificatie te overwegen valt, op tijdelijke wijze en enkel om redenen in verband met de netcapaciteit, en dat met het oog op een beter beheer of de uitbreiding van het net.

Volgens SIBELGA is de prekwalificatie noodzakelijk voor alle leveranciers van flexibiliteit. SIBELGA acht het echter noodzakelijk om het prekwalificatieproces te automatiseren en dynamisch te maken teneinde de flexibiliteitsmarkt uit te breiden naar een zo groot mogelijk aantal spelers.

RESTORE onderstreept ook de behoefte aan een eerlijke oplossing voor iedereen. Volgens RESTORE zou men een methode moeten overwegen gericht op het delen van de beperkte capaciteit van het net, zowel voor het vraagbeheer als voor de gedecentraliseerde productie, en op middellange termijn voor de grote meerderheid van alle verbruikers.

**Standpunt van BRUGEL:**

BRUGEL begrijpt de administratieve logheid die het prekwalificatieproces zou kunnen veroorzaken, maar benadrukt ook de noodzaak van een veilig beheer van het net. Ze steunt dan ook het voorstel van de netbeheerder om dit proces zo snel mogelijk te automatiseren en te dynamiseren.

Wat de eerlijke verdeling van de beperkte capaciteit van het net betreft, zal BRUGEL de analyse van deze problematiek verder uitdiepen.

**Wat het “traffic light”-concept betreft**

FEBEG en LAMPIRIS ondersteunen het “traffic light”-concept op voorwaarde dat elke beperking van de injectie en/of verhindering van een activering door de DNB wordt gecompenseerd voor het inkomstenverlies en/of de verloren opportuniteiten voor de gebruiker. Volgens EDORA kan een dergelijk concept worden verdedigd op voorwaarde dat het enkel gaat om een indicator van de toestand van het net en dat elke beperking van de injectie en/of verhindering van een flexibiliteitsactiviteit door de DNB gebeurt volgens de regels van de markt. EDORA benadrukt ook de noodzaak om het “traffic light” op transparante, toegankelijke en nauwkeurige wijze beschikbaar te maken voor alle spelers.

Wat dit punt betreft, benadrukt SIBELGA de noodzaak om een belangrijke update uit te voeren van het informatiesysteem, in het bijzonder in de zones met een hoge concentratie elektrische wagens. Het is onder meer noodzakelijk:

- een verbinding te leggen tussen de meting en het distributienet;
- in real time toegang te krijgen tot de gegevens (stroom, spanning ...) om de zones met congestieproblemen te kunnen identificeren en afbakenen;
- op basis van de geschiedenis congestievoorspellingen op te stellen op verschillende termijnen, wat functies van het type load flow vereist;
- snel te beginnen met de uitwerking van een MIG flex.

SIBELGA is ook voorstander van een geleidelijke implementatie naargelang de vastgestelde congesties. Ook de reglementaire voorwaarden (kleurcodes, versterkingscriteria) moeten duidelijk gedefinieerd worden. SIBELGA herinnert ten slotte ook aan de mogelijkheid om een tarivering in te voeren op basis van de capaciteit.

**Standpunt van BRUGEL:**

BRUGEL gelooft in de opportuniteit en de toegevoegde waarde van de invoering van het “traffic light”-concept. Ze is zich echter ook bewust van de technische en IT-inspanningen die een dergelijk project vereist. In elk geval zal BRUGEL de invoering van dit concept steunen en dat in het licht van de Europese reflecties over het concept.

BRUGEL zal in haar analyse rekening houden met alle aandachtspunten die de spelers in hun antwoorden vermeld hebben.

### Varia: punt opgeworpen door Sibelga over de samenwerkingsplatformen

SIBELGA haalt de noodzaak aan om rekening te houden met de impact op het net bij de invoering van samenwerkingsplatformen.

#### **Standpunt van BRUGEL:**

BRUGEL neemt akte van de opmerking van SIBELGA en zal er rekening mee houden in haar analyse over het delen van hernieuwbare energie.

### **Deel III: werking van de markt**

Met de vragen die in dit deel werden geformuleerd, wilde BRUGEL (reglementaire, tarief- ...) maatregelen identificeren om de goede werking van de markt in termen van toegangsgaranties tot de activiteiten en de gegevens te garanderen en om het evenwicht van de belangen in termen van verdeling van de kosten en niet-discriminerende praktijken te behouden.

#### **• Invoering van een leveringsvergunning voor flexibiliteitsdiensten:**

Globaal gezien lijken de spelers niet gekant tegen het voorstel van BRUGEL om een leveringsvergunning voor flexibiliteitsdiensten in te voeren. De FEBEG is inderdaad voorstander van een “light” vergunning voor de FSP teneinde een minimum aan rechten en plichten vast te leggen voor de FSP. RESTORE is ook voorstander van een vergunning voor de aggregatoren en wenst samen te werken rond de definitie van de vereisten voor deze vergunning. SIBELGA is bovendien voorstander van de invoering van deze vergunningen en wenst er voor sommige situaties sanctiemechanismen aan toe te voegen voor de aggregatoren die hun wettelijke verplichtingen niet naleven (intrekking of opschorting van vergunningen ...).

FEBELIEC begrijpt het belang, voor de bescherming van de klanten, van de invoering van een vergunning voor de aggregatoren, maar vindt dat men moet vermijden dat deze vergunningen een obstakel worden voor de toetreding tot de markt. Bovendien moet men de keuze laten aan de klant om rechtstreeks toe te treden tot de markt zonder tussenpersonen.

#### **Standpunt van BRUGEL:**

Gezien de potentiële impact op de veiligheid van het systeem, de financiële stromen verbonden met de activiteit en de mogelijke privacyproblemen, blijft BRUGEL verder nadenken over de reglementering van de toegang tot het beroep van aggregator en de criteria die moeten worden ingevoerd om een speler toe te laten om deze activiteit uit te oefenen. In deze optiek pleit BRUGEL, naar het voorbeeld van de leveringsvergunning voor energie, voor een verplichte

vergunning voor de levering van diensten voor vraagbeheer. Deze vergunning moet worden opgesteld rekening houdend met bepaalde voorwaarden die vooraf werden vastgelegd en besproken met alle spelers.

- **Beheer van de meetgegevens van de flexibiliteit en de rol van marktfacilitator:**

In principe vinden de commerciële spelers (FEBEG, RESTORE, LAMPIRIS, EDORA) niet dat de netbeheerder de rol van coördinator van het aanbod van flexibiliteitsdiensten moet spelen, tenzij via de markt (als aankoper van flexibiliteit voor zijn eigen behoeften). Voor deze spelers bestaat de rol van de netbeheerders in de ontwikkeling van slimme netten en het garanderen van een niet-discriminerende toegang tot het net en de gegevens.

FEBEG en EDORA pleiten voor één enkele FDM (Flexibility Data Manager) voor heel België en wensen deze rol niet op te splitsen (tussen ELIA en de DNB) vanwege het risico om de markt af te remmen. Deze spelers wensen een neutrale, gereguleerde operator, die geen netbeheerder is. Een dergelijke speler zou de naleving van de persoonlijke levenssfeer van de gebruikers en een efficiënte kost voor het beheer van de gegevens garanderen.

FEBELIEC vindt dat de oplossing die zal worden weerhouden voor het beheer van de meetgegevens geen hindernissen mag creëren voor de deelname van de klanten aan deze markt. Bovendien moet de FDM neutraal en onafhankelijk zijn en geen flexibiliteit aanbieden op de markt.

Om het model voor de energieoverdracht uit te voeren en om de valorisatie van de flexibiliteit afkomstig van alle spanningsniveaus mogelijk te maken, heeft ELIA bepaalde (structurele of meet)gegevens nodig voor de controleoperaties van de activering, de correctie van de door de BRP's getroffen perimeter en de financiële compensatie voor de getroffen leveranciers. Om die redenen wenst ELIA de rol van FDM (beheerder van de meetgegevens van de flexibiliteit) uit te oefenen. ELIA meent dat als men de keuze om te beslissen welke gegevens nodig zullen zijn voor deze operaties overlaat aan een andere speler, er een risico bestaat dat de activering van de flexibiliteit vanaf het distributienet in het gedrang komt. De gegevensstroom die noodzakelijk is voor deze operaties moet dus efficiënt worden georganiseerd en beheerd op het hoogste niveau (controleniveau van de Belgische regelzone) met een toegang tot de gegevens, om de 15 minuten, van de toegangspunten om de nodige aggregaties per BRP en per leverancier uit te voeren. Om dit te bereiken stelt ELIA voor om in samenwerking met de DNB's een gecentraliseerd platform van gegevens over de flexibiliteitsactiviteiten in te voeren. ELIA steunt dus het voorstel van de CREG over de rol van ELIA in het beheer van de meetgegevens van de flexibiliteit.

SIBELGA herinnert aan de gesprekken die nog altijd lopen tussen ELIA en de DNB's en zegt dat deze laatsten het ELIA gemakkelijker willen maken in zijn rol van uiteindelijke beheerder van het evenwicht van het systeem. In deze gesprekken wil SIBELGA een logica op middellange tot lange termijn volgen en de nodige voorwaarden identificeren opdat het initiatief van ELIA geen obstakel vormt voor de doelstellingen op middellange en lange termijn voor het BHG. SIBELGA heeft meerdere overwegingen ontwikkeld om haar natuurlijke rol van facilitator van de flexibiliteitsmarkt te bepleiten ten voordele van een beheersing van de ontwikkeling van hernieuwbare energie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

In de samenwerking met ELIA is SIBELGA van plan om enkel de strikt noodzakelijke gegevens voor de behoeften van ELIA te communiceren en wil ze verduidelijkingen vragen voor de andere behoeften (gedetailleerde gegevens per toegangspunt) wanneer ze dat nodig acht. Bovendien vindt SIBELGA dat ELIA niet geschikt is om ook de rol van FDM uit te oefenen voor toegangspunten in de distributie en dat zijn ervaring met het beheer van een beperkt aantal klanten het ongeschikt maakt om een zeer groot aantal klanten te beheren wanneer de flexibiliteitsmarkt zijn volle maturiteit bereikt zal hebben. Om haar argumenten te staven, stelt SIBELGA de vorderingen voor die bij ATRIAS werden gemaakt bij de implementatie van het CMS-platform, de MIG6 en de MIG TPDA, allemaal troeven voor de implementatie van gelijkaardige processen in de flexibiliteitsmarkt.

**Standpunt van BRUGEL:**

In haar reflectie over het toekomstig reglementair kader van de flexibiliteitsmarkt houdt BRUGEL rekening met de volgende overwegingen:

- de nood aan de ontwikkeling van een geïntegreerde en globale visie op lange termijn op het reglementair kader: we mogen ons niet beperken tot de dringende behoeften van het moment, noch tot de huidige gebruikers bij het uitwerken van het reglementair kader op lange termijn voor de flexibiliteitsmarkt;
- de noodzaak om snel overgangsoplossingen te vinden zodat de flexibiliteitsactiviteiten zich kunnen ontwikkelen;
- de behoefte om gezamenlijke en geharmoniseerde oplossingen te vinden op Belgisch niveau.

Op lange termijn pleit BRUGEL ervoor om de rol van de DNB als facilitator van de flexibiliteitsmarkt te consolideren in zijn functies van beheerder van de meetgegevens en van de marktprocessen. Op korte termijn pleit BRUGEL nog meer voor een verantwoorde samenwerking tussen de DNB's en ELIA enerzijds en tussen de DNB's en de marktspelers anderzijds voor een snelle en optimale lansering van de flexibiliteitsmarkt.

BRUGEL blijft gesprekken voeren met de spelers over de modaliteiten voor de implementatie van deze rol van marktfacilitator en beheerder van de meetgegevens voor de flexibiliteitsmarkt.

### 3 Conclusies

BRUGEL heeft getracht de verschillende standpunten van de spelers te bundelen en een eerste antwoord te bieden op bepaalde opmerkingen. Over andere punten zal BRUGEL nog verder moeten nadenken.

Na een grondige analyse van deze punten, zal BRUGEL een definitief advies publiceren om de Regering te adviseren over de invoering van een gunstig wettelijk kader voor de ontwikkeling van de flexibiliteit, in overeenstemming met de naleving van het principe van het evenwicht van de belangen en de Europese trends.

\* \* \*

\*

## 4 Bijlagen

Antwoorden van de marktspelers op de publieke consultatie. Het gaat om de antwoorden van: Centre d'Appui SocialEnergie, EDORA, ELIA, FEBEG, FEBELIEC, LAMPIRIS, RESTORE en SIBELGA.

# Avis du Centre d'Appui SocialEnergie sur l'appel à la consultation publique sur le cadre réglementaire à mettre en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale

Bruxelles, mercredi 14 décembre 2016.

Le Centre d'Appui SocialEnergie se réjouit de constater que BRUGEL déclare qu'une attention particulière doit être portée à la protection des clients actifs ou non (en particulier les plus vulnérables) dans le marché de la flexibilité.

Néanmoins, nous ne partageons pas la vision décrite en page 6 de l'étude (20161014-13), selon laquelle : « *Les petits consommateurs d'autrefois vont devenir de plus en plus des prosumers. Ils seront capables de produire de l'électricité à partir de leurs installations renouvelables et stocker l'électricité produite dans leurs batteries et leurs voitures électriques, en interagissant plus activement avec le réseau de distribution.* »

Cette spéculation ne nous semble pas refléter la réalité de terrain de la Région de Bruxelles-Capitale, mais semble basée sur une représentation de la ville où chaque ménage serait propriétaire de sa maison unifamiliale, sur le toit de laquelle il pourrait installer des panneaux solaires photovoltaïques et devant laquelle il garerait sa voiture électrique. Rappelons à ce titre que 60 % des ménages bruxellois sont locataires et que le nombre particulièrement important d'appartements limite le nombre de m<sup>2</sup> de toit par habitant disponible pour l'installation de panneau solaire photovoltaïque. Rappelons également qu'en 2014, seulement 56% des ménages bruxellois disposaient d'une voiture et que ce pourcentage devrait diminuer au vue des problèmes de mobilité rencontrés à Bruxelles et des politiques de transfert modal, vers les transports en commun et les modes de déplacements actifs, misent en place par Bruxelles-Mobilité et la Région de Bruxelles-Capitale.

Par ailleurs, nous nous inquiétons fortement des conséquences de l'introduction de service de flexibilité sur la lisibilité et la comparabilité des contrats des différents fournisseurs. Rappelons à ce titre qu'au mois de décembre 2015, la CREG démontrait dans son rapport que les tarifs d'électricité les moins élevés avaient été choisis par seulement 3% des consommateurs et que 63 % des ménages avaient opté pour le produit le plus cher proposé par leur fournisseur. Nous craignons fortement que l'introduction des services de flexibilité aux contrats résidentiels n'aggrave encore la situation, en particulier pour les publics les plus fragilisés qui sont par ailleurs les plus exposés au démarchage intempestif.

Nous craignons également que les publics les plus fragilisés et/ou ne pouvant pas participer au marché de la flexibilité se retrouvent discriminés : ne pouvant bénéficier des avantages financiers des services de flexibilité, ils pourraient en effet se trouver contraint à payer leur énergie plus cher que les autres, amplifiant ainsi le phénomène de la précarité énergétique.

Sur la base de ces différents éléments, le Centre d'Appui SocialEnergie considère qu'il serait préférable de suivre l'exemple de la Région flamande en limitant la flexibilité à la moyenne tension, ou du moins aux contrats non résidentiels. Par ailleurs le Centre d'Appui SocialEnergie souligne

l'importance de la consultation de tous les acteurs du marché en ce compris les représentants des consommateurs finaux et particulièrement des publics fragilisés (CPAS et associatifs) dans la création d'un cadre réglementaire à mettre en œuvre pour le bon fonctionnement du marché dans son ensemble.



**Centre d'Appui Social Energie**  
Fédération des Services Sociaux  
Rue Gheude 49, 1070 Bruxelles  
[www.socialenergie.be](http://www.socialenergie.be)

## Marché de la Flex en RBC

Consultation publique sur le cadre réglementaire à mettre en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de la flexibilité en RBC, 14/12/2016

### Introduction

Edora n'ayant pris connaissance que tardivement de cette consultation, la présente note se contente de réagir aux éléments principaux.

### Considérations générales en matière de flexibilité et de comptage

Le développement de la flexibilité et les services liés est une **activité commerciale** dans un marché libéralisé. Seul le développement d'un marché de la flexibilité favorisera l'émergence de l'innovation requise dans le cadre de la transition. La flexibilité intervient dans un marché et dispose à ce titre d'une valeur commerciale selon les lois de l'offre et de la demande.

Le GRD peut coordonner l'offre de nouveaux services pour la gestion de son réseau, via un recours au marché. Cependant, celui-ci ne peut en aucun cas coordonner les services offerts entre clients et leurs fournisseurs de services. Le **GRD doit être un facilitateur de marché**. Il ne peut donc pas être un acteur commercial. Cette facilitation doit être envisagée dans le cadre des missions suivantes :

- Le GR doit favoriser l'innovation et le pouvoir de transition du marché en développant un réseau qui permette au maximum le déploiement de nouvelles options et technologies ;
- Le GR doit agir comme demandeur de flexibilité (ou FRP)
- Le GR peut constituer des réserves de flexibilité via de mécanismes de marché adéquats ;
- Le GR doit donner un accès non discriminatoire au réseau et à l'information (register d'accès, pertes réseaux, *traffic light*,...);
- Le GR ne peut pas développer d'activités commerciales interagissant avec ses activités régulées (**principe d'unbundling**) : il ne peut ni posséder ni opérer d'outil de flexibilité ;
- Les GR peuvent fixer des standards techniques minimaux en matière de communication et d'activation de la flexibilité.

Il importe d'assurer le **level playing field** entre acteurs et entre outils flexibles (production, stockage, déplacement de la demande).

Les questions de **propriété et de gestion des données** sont centrales en matière de flexibilité. EDORA plaide pour la création d'un **gestionnaire de données neutre, indépendant et régulé** par le régulateur pour l'ensemble de la Belgique pour les raisons suivantes :

- Accès non-discriminatoire aux données pour tous les usages (opérations commerciales ; monitoring de la qualité et stabilité du réseau ; planification du réseau). L'asymétrie de l'information est une barrière importante pour les nouveaux arrivants sur le marché. Un acteur indépendant et neutre est le garant d'un accès non discriminatoire aux données pour l'ensemble des acteurs ;

- La gestion des données n'est pas un monopole naturel. Cette gestion des données peut également être réalisée par des acteurs commerciaux (ex : google, e-commerce). Dès lors la libéralisation de l'activité permet de minimiser et maîtriser le coût sociétal ;
- Protection de la vie privée et cyber-sécurité : le fait que les GR soient régulés ne constitue pas en soi une garantie du respect des dispositions relatives à la protection. Qu'en est-il lors de l'entrée en bourse du GR ? La composition du conseil d'administration est-elle impartiale ? Comment gérer la participation d'autres entreprises ?
- L'innovation est le corollaire d'une saine concurrence entre agents économiques, or il s'agit précisément de domaines dans lesquels l'innovation est un élément clef de la transition : évolution des technologies de stockage, communication et gestion des données ; business modèles innovants pour optimiser les retombées socio-économiques ; implication dynamique et sur mesure du consommateur ;...

Il est essentiel de **réguler l'activité de fournisseur de services de flexibilité** afin d'assurer le level playing field et la protection des utilisateurs de réseau. Cette régulation peut prendre la forme d'une autorisation ou d'une certification, ou de toute autre forme de reconnaissance du métier de fournisseur de services de flexibilité.

Le GRD ne peut en aucun cas recevoir une mission légale en matière de **gestion ou d'installation de sous-compteurs** qui est, et doit, rester une activité relevant de la compétence des acteurs non régulés.

Les **activités de stockage relèvent de la compétence exclusive des acteurs commerciaux**. En aucun cas, un GRD ne doit être autorisé à investir dans des moyens de stockage ou à les gérer. Un level playing field doit absolument être assuré entre ces différentes options afin de faire émerger l'option la plus efficace en termes de coût.

EDORA souhaite attirer l'attention du régulateur sur l'absolue nécessité **d'éviter toute régulation trop importante** qui risquerait d'entraver l'innovation et l'efficience-coûts. Des procédures administratives trop lourdes qui augmenteraient inutilement les coûts de transaction (ex : procédure de préqualification, l'enregistrement et l'échange d'informations sur la flexibilité et de procédures sur les registres d'activation...) pourraient réduire la valeur ajoutée déjà limité de la flexibilité pour le consommateur.

Toute **décision d'investissement ou de planification du GR (ex. renforcement de la capacité d'accueil)**, doit être systématiquement basée sur un arbitrage économique entre un renforcement/remplacement du réseau et le recours à un service de flexibilité offert par le marché permettant d'éviter ou de postposer l'investissement en question.

## Section 1 : protection des clients

### 1.1 Accès au marché :

**1) Selon vous, quelles seraient les obstacles qui pourraient contraindre le libre choix des clients pour leur fournisseur de service de flexibilité ?**

Pour EDORA, les services de flexibilité doivent être exclusivement organisés via un marché avec le libre choix du FSP. Pour optimaliser ce libre-choix du consommateur, il convient avant toute chose de s'assurer que ce futur cadre soit équilibré, non discriminatoire et attractif en vue de permettre le déploiement d'une offre variée et compétitive de services de flexibilité, et d'ainsi faire bénéficier les consommateurs d'une offre suffisante de services.

**2) À votre avis, quelles seraient les mesures adéquates à mettre en œuvre pour garantir ce libre choix ?**

La mise sur pied de conditions régulatoires permettant le développement d'un véritable marché de la flexibilité est essentielle. De façon très schématique, le développement d'un véritable marché de la flexibilité devra reposer sur le respect des principes suivants (en complément aux 10 principes avancés par la CREG et repris dans l'étude de Brugel) :

- **Garantir le caractère commercial de la gestion de la flexibilité ;**
- **Compenser les conséquences de l'intervention d'un tiers sur l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeurs ;**
- **éviter toute forme de complexification, de distorsion entre régions, de dédoublement d'activités (entre GRT et GRD), de lourdeur administrative ;**
- **Il est important d'entreprendre une réflexion concertée sur les standards minimums requis en matière d'équipements afin de favoriser une uniformisation minimale (avec l'ensemble des acteurs concernés) ;**

**3) Pensez-vous que les offres commerciales de flexibilité doivent être compréhensibles et comparables ? Si OUI, comment peut-on y arriver ?**

Les services de flexibilité sont par définition des services sur mesure, définis et « designés », sur base des besoins et profils propres des consommateurs. Dans ce cadre, la standardisation semble peu appropriée. Par ailleurs, l'innovation est également dépendante de la liberté dont disposent les fournisseurs de services.

**4) Selon vous, quelles seraient les mesures (règlementaire, tarifaire,...) à mettre en œuvre pour intégrer les moyens de stockage des clients ?**

- Veiller à un signal prix effectif ;
- Un tarif équilibré entre capacitaire et volumétrique (avantage à réduire la capacité de prélèvement) ;
- Ne pas empêcher ou contraindre la réduction des capacités de prélèvement ou d'injection ;

**I.2 Protection économique :**

**5) Pensez-vous que les clients non-actifs (professionnels ou résidentiels) sur le marché de la flexibilité seront impactés directement (discrimination, subsides croisés,...) ou indirectement (ex. erreur de calcul de l'allocation supportée uniquement par les clients équipés de compteurs classiques) par l'accroissement du nombre de clients actifs sur ce marché de flexibilité ?**

**a) Si tel est le cas, quels seraient ces différents impacts ?**

**b) Avez-vous des suggestions pour des actions (règlementaire, tarifaire...) à mettre en œuvre pour y remédier ou diminuer ces impacts ?**

Tout en reconnaissant les risques sur certains segments spécifiques, pour lesquels des mesures devront être prises en vue d'une minimisation, EDORA estime que la réflexion sur les risques doit être menée dans un cadre plus global, prenant en compte également les bénéfices et opportunités liés à la flexibilité (ex. solutions les moins coûteuses en matière de sécurité d'approvisionnement et d'augmentation de la capacité d'accueil des réseaux ; baisse structurelle sur les marchés de gros ; minimisation du coût sociétal de la transition énergétique et plus particulièrement du déploiement des énergies renouvelables). Une analyse holistique mettant en balance les bénéfices et les risques est nécessaire.

**6) Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour protéger le client actif sur le marché de la flexibilité (ex. la facturation des services de flexibilité doit être toujours basée sur des données de comptage validées par une partie neutre) ?**

Régulation de l'activité des fournisseurs de services de flexibilité (certification, autorisation, agrément,...). Cfr question 19.

**7) Quelles seraient les situations susceptibles de se présenter (ex. empêchement des activités de flexibilités préalablement autorisées, non-respect des clauses contractuelles) qui devraient aboutir à des compensations financières pour les clients concernés ?**

**I.3 Protection de la vie privée :**

**8) Selon vous, quelles seraient les mesures préventives « privacy by design » (dès la conception de système de traitement de données) ou « privacy by default » (les réglages par défaut des possibilités d'accès aux données personnelles) à mettre en œuvre pour garantir la protection des données personnelles des clients résidentiels actifs sur le marché de la flexibilité ?**

Pour EDORA, la protection de la vie privée nécessite avant toute chose que l'utilisateur du réseau soit le propriétaire de ses données. Ensuite, il y a lieu de mettre en place un processus de gestion et de validation des données par un gestionnaire de données indépendant, impartial et neutre. Les données sont alors accessibles à tous les acteurs du marché de manière égalitaire selon un cadre contractuel clairement établi et des règles d'accès à la profession.

**9) Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour encadrer la gestion des mandats (autorisant l'accès aux données personnelles) des clients ?**

**10) Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?**

## **Section II : gestion des réseaux de distribution**

**II.1 Gestion des infrastructures du réseau :**

**11) Selon vous, quelles seraient les mesures de gestion de la demande à prendre en compte lors de la planification du développement des réseaux, qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de la capacité ?**

Toute décision d'investissement ou de planification du GR, doit être systématiquement basée sur un arbitrage économique entre un renforcement/remplacement du réseau et le recours à un service de flexibilité offert par le marché permettant de mieux planifier (et postposer le cas échéant) l'investissement de renforcement.

Cet arbitrage économique du GR sera facilité par le développement d'un véritable marché de la flexibilité compétitif. Cet arbitrage permettra au GR de maximiser le bénéfice sociétal en optant pour les solutions les moins onéreuses.

Sur le marché de la flexibilité, il est absolument primordial qu'un level playing field soit garanti entre les différentes sources de flexibilité : flexibilité de la demande, stockage et flexibilité offerte par les unités de production. La flexibilité de la demande est un produit parmi d'autres.

Il revient donc au GR, lors de ses exercices de planification de réseau, de procéder à un arbitrage économique entre services de flexibilité et renforcement. Cependant, tout utilisateur du réseau dispose du droit de valoriser sa flexibilité sur le marché, l'arbitrage se fera alors en considérant les règles de l'offre et la demande.

**12) Le déploiement des mesures de gestion de la demande doit-il être toujours conditionné par des analyses coûts/bénéfices ?**

Cfr q 11 (l'arbitrage économique requiert une analyse coût-bénéfice réalisée par le GR).

**13) Si les projets des plans d'investissements prévoient des mesures de gestion de la demande, pensez-vous nécessaire de les soumettre aux consultations publiques avant leur approbation ?**

Concernant la méthodologie de l'arbitrage économique du GR, EDORA insiste pour que sa définition soit concertée et ses modalités et son application publiée de façon transparente.

Une communication la plus en amont possible et la plus transparence est essentielle pour permettre aux développeurs de projets de prendre les décisions d'investissements adéquates.

**14) Si le GRD reçoit une mission légale de gestion des sous-compteurs (compteurs situés derrière le compteur de tête et qui servent à la mesure de la flexibilité activée), quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour la gestion des compteurs existants ?**

Toutes les activités en aval du compteur de tête sont commerciales.

Pour EDORA, le GRD ne peut en aucun cas recevoir une mission légale en matière de gestion ou d'installation de sous-compteurs qui est, et doit, rester une activité relevant de la compétence des acteurs commerciaux.

L'utilisation de sous-compteurs commerciaux fait partie intégrante du marché de la flexibilité. Le sous-comptage améliore la détermination des volumes de flexibilité et facilite la participation au marché. Ils font partie intégrante des offres de services de gestion de l'énergie et de flexibilité.

**15) Selon vous, dans le cadre de leurs missions habituelles (gestion des pertes ou de la qualité de fourniture), les GRD doivent être autorisés à investir dans les moyens de stockage ? Si OUI, selon quelles conditions ?**

Pour EDORA, les activités de stockage relèvent de la compétence exclusive des acteurs commerciaux. En aucun cas, un GRD ne peut être autorisé à investir ou gérer des moyens de stockage.

Le stockage est un moyen parmi d'autres de rencontrer la demande croissante de flexibilité. EDORA rappelle qu'un level playing field doit absolument être assuré entre tous les assets flexibles afin de faire émerger la solution la plus efficace en termes de coût/bénéfice.

Le stockage peut être utilisé pour atteindre plusieurs objectifs. L'acteur commercial est le mieux à même de mettre les services de flexibilité à disposition d'un ensemble d'utilisateurs, en ce compris les gestionnaires de réseaux, via le marché.

Enfin, la gestion du stockage par un acteur régulé est susceptible d'entraîner des distorsions de marché, notamment en ce qui concerne la formation des prix de marché de l'électricité. Cette activité ne peut donc être gérée par les acteurs régulés.

## **II.2 La conduite des réseaux :**

**16) Actuellement, seules les installations des clients participant aux produits de flexibilité d'ELIA sont soumises aux procédures de préqualification (les clients qui offrent leur flexibilité aux BRP ne sont pas concernés par ce processus de préqualification). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour un traitement approprié de cette discrimination de fait ?**

**17) Pour une gestion transparente de la capacité des réseaux à supporter les activités de la flexibilité, SYNERGRID a développé un concept « trafic light » pour informer les acteurs sur les zones du réseau susceptibles de connaître des limitations de ces activités. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques, tarifaires et règlementaires) à mettre en œuvre pour une gestion transparente, non-discriminatoire et efficace de ce concept ?**

EDORA peut soutenir ce concept de « trafic light » à condition qu'il ne s'agisse que d'un 'indicateur' de l'état du réseau, et que toute limitation de l'injection et/ou empêchement d'une activation de flexibilité par le GRD se fasse selon les règles du marché, ce qui sous-entend une valorisation économique de la flexibilité.

L'usage du concept de « trafic light » devrait permettre aux fournisseurs de service de flexibilité de déterminer des opportunités de marché à condition qu'il soit disponible pour tous les acteurs de manière totalement transparente. Il doit notamment être facilement accessible (communication aisée et dynamique), précis (tronçon de réseau concerné, capacités concernées).

**18) Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?**

## **Section III : fonctionnement du marché :**

### **III.1 Accès au marché :**

**19) BRUGEL** pense que le FSP4 doit disposer d'une autorisation de fourniture des services de flexibilité aux clients. Cette autorisation est obtenue sous conditions équitables et non discriminatoires. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques et financières) à exiger pour l'octroi d'une autorisation pour la fourniture de services de flexibilité ?

EDORA soutient l'idée d'une autorisation de fourniture de service de flexibilité afin d'encadrer l'activité et notamment de protéger les consommateurs plus vulnérables.

Néanmoins, il importe d'éviter des surcharges administratives qui viendraient amoindrir la valeur économique de la flexibilité. Les conditions suivantes devraient être respectées :

- Définition d'un set de droits et d'obligations minimal et strictement limité (accès à un registre de la flexibilité, solvabilité, obligation de notification,...) ;
- Il revient à l'utilisateur faisant appel au FSP de mandater celui-ci afin de maintenir l'information FSP-BRP actualisée dans le registre d'accès ;
- Le FSP doit notifier l'existence d'un contrat de flexibilité au GRD afin de vérifier la combinaison FSP-BRP ;
- L'utilisateur est responsable d'informer son fournisseur de tout changement dans son profil de consommation (par ex. l'existence d'un contrat de flexibilité) ;

**20) Avec le développement des différents services (flexibilité, commercialisation de l'injection/prélèvement ou consommation/production), plusieurs acteurs commerciaux seront actifs sur le point d'accès (au marché et aux données), pensez-vous nécessaire d'établir une hiérarchie, sur le point d'accès, entre ces acteurs pour faciliter certaines processus du marché (ex. déménagement) ? Si OUI, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour garantir l'équilibre des intérêts entre ces acteurs ?**

### **III.2 Accès aux données :**

**21) ELIA** développe un projet-pilote dénommé *Bidladder* avec pour objectif d'étendre la participation au marché de l'équilibrage (*balancing*), via les offres libres (*Free bids*), à des unités de type non CIPU :

a) Quelles sont selon vous les données que vous pourriez communiquer au gestionnaire du réseau de transport afin de permettre aux ressources flexibles raccordées sur votre réseau de participer au marché de l'équilibrage ?

b) Y a-t-il des activités associées au rôle de FDM5 pour lesquelles vous estimez être en mesure de gérer de manière plus efficace pour le marché que le gestionnaire du réseau de transport. Si oui, lesquelles et pourquoi ?

c) Comment estimez-vous que le cadre contractuel doit évoluer au niveau régional en vue de permettre aux ressources flexibles distribuées de participer plus activement à ce marché (cf. schéma 4.1 de la note de consultation d'ELIA6) ?

### **III.3 Equilibre des intérêts entre acteurs :**

**22) BRUGEL** pense qu'il faut attribuer au GRD le rôle de facilitateur du marché de la flexibilité indépendant des parties commerciales (via la gestion des compteurs, des données de comptage de la flexibilité et des processus du marché qui en découlent). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour garantir l'indépendance du GRD par rapport à tous les acteurs du marché et pour éviter les conflits d'intérêt ?

**23) Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?**

Sujet: Consultation publique sur le cadre réglementaire à mettre en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale : Position FEBEG  
Date: 14 décembre 2016  
Contact: Vincent Deblocq  
Tél: 0032 2 500 85 94  
Mail: vincent.deblocq@febeg.be



**Vous trouverez ci-dessous la position des entreprises membres de la FEBEG dans le cadre de la consultation publique organisée par Brugel au sujet de son projet d'étude relative au développement de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale.**

### **Table des matières :**

1. Avant-propos
2. Commentaires généraux de la FEBEG sur le projet d'étude de BRUGEL relative au développement du marché de flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale (Brugel-Etude-20161014-13)
3. Réponses FEBEG au questionnaire BRUGEL
4. Annexe : Réponse FEBEG du 30.09.2015 relative à la Consultation CREG sur "les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique."

### **1. Avant-propos**

De nombreuses initiatives relatives au marché de la flexibilité voient le jour à différents niveaux de compétence (CREG, Elia, VREG, BRUGEL, USEF, Eurelectric, projet de Loi flexibilité et stockage...), et indiquent bien l'importance capitale et les enjeux liés au développement de la flexibilité dans le cadre de la transition énergétique et de l'intégration de la production décentralisée. L'intégration de la flexibilité quelle que soit sa forme est une condition sine qua non du fonctionnement du marché de l'énergie de demain. Si la FEBEG se réjouit dès lors de ces initiatives, elle souhaite cependant attirer l'attention des décideurs sur la nécessaire coordination des efforts en vue de développer des mécanismes cohérents et compatibles sur le territoire national.

Afin d'assurer un développement efficace et économiquement viable du marché de la flexibilité, il est capital de ne pas créer une multitude de règles particulières qui auraient pour conséquence directe de rendre impossibles ou inopportun les investissements nécessaires par tous en vue de la recherche de solutions profitables au plus grand nombre.

Nous encourageons donc le(s) régulateur(s) et autres décideurs à un maximum de concertation en la matière et à tenir compte de la nécessaire unicité d'approche dans le développement de la structure de marché, de la définition des rôles et des principes directeurs qui seront établis.

Par ailleurs, l'analyse actuelle de la FEBEG tout comme les réponses au questionnaire de BRUGEL se basent sur une connaissance actuelle du marché de la flexibilité essentiellement orientée vers le secteur commercial et/ou industriel connecté au réseau de transport ou de distribution. Le développement d'une approche plus standardisée répondant mieux au secteur résidentiel doit faire l'objet d'une analyse sur le long terme en fonction des développements technologiques et d'équipement qui vont structurellement faire évoluer ce segment. Ce qui semble important à ce jour est de définir les 'grands principes' du fonctionnement de marché tout en permettant au dynamisme du marché de s'exprimer à court et moyen terme.

Tout en reconnaissant une série de risques potentiels et d'interrogations liés au développement du marché de la flexibilité, et pour lesquels des réponses et des solutions devront être apportés, la FEBEG souhaite également rappeler que le développement de la flexibilité est une des principales clés de voute en vue d'assurer avec succès la transition énergétique, et de pouvoir bénéficier de ses retombées socio-économiques, technologiques ou encore environnementales.

**2. Commentaires généraux de la FEBEG sur le projet d'étude de BRUGEL relative au développement du marché de flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale.*****Les principes de base régissant le marché de la flexibilité (5.2.3)***

---

L'ordonnance électricité devrait être adaptée afin de prévoir les principes de base régissant le marché de flexibilité, dont notamment :

1. tout utilisateur du réseau a le droit de participer au marché de flexibilité ou valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur puisse s'y opposer ;
2. tout utilisateur du réseau a le droit de devenir un FSP ou choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité ;
3. le client final est propriétaire de ses données de mesure et de comptage et peut les communiquer librement ;
4. la confidentialité des données commercialement sensibles, ainsi que le droit à la vie privée, doit être assurée ;
5. le gestionnaire du réseau de distribution doit coordonner l'offre des nouveaux services tout en assurant la sécurité, l'intégrité et la qualité de fourniture dans le réseau ;
6. les clients finals offrant leur flexibilité et les autres clients finals doivent être traités d'une manière non discriminatoire.

**Projet Etude Brugel 20161014-12 1**

La FEBEG estime que les 6 principes de base émis par Brugel constituent une approche positive pour le futur développement d'un marché de la flexibilité. Cependant, la FEBEG estime que ces principes doivent être précisés et complétés de la façon suivante :

- Pour la FEBEG, le développement de la flexibilité, et les services liés, est une activité commerciale dans un marché libéralisé. Seul le développement d'un marché de la flexibilité favorisera l'émergence de l'innovation requise dans le cadre de la transition.

Dès lors, au niveau du principe N°5, la FEBEG estime que pour les services liés à la gestion du réseau, le GRD peut en effet coordonner l'offre de nouveaux services, via un recours au marché, cependant, celui-ci ne doit pas jouer ce rôle dans le cadre des relations commerciales de services offerts par les clients, leur fournisseurs/BRP ou d'autres parties de marché via un agrégateur.

- La FEBEG estime que la prise en compte et la compensation des conséquences de l'intervention d'un tiers sur l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeurs doit également constituer un principe de base. D'une part l'intervention du FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties, impliquant la nécessité de compenser financièrement le fournisseur du client final pour l'énergie sourcée et corriger le périmètre du BRP source, et d'autre part toute activation empêchée par le GRD doit être compensée par ce dernier en faveur de l'URD.
- La FEBEG demande également que la nécessité d'un *level playing field* entre production, stockage et flexibilité de la demande soit également reconnu comme principe de base.

#### ***Le rôle de facilitateur de marché (5.2.4) :***

Bien que la flexibilité soit une activité commerciale, la FEBEG est d'avis que le marché de la flexibilité peut être favorisée par les gestionnaires de réseau, à condition que cette facilitation soit envisagée exclusivement dans le cadre des missions suivantes :

- Le GR doit favoriser l'innovation et le pouvoir de transition du marché en développant un réseau qui permette au maximum le déploiement de nouvelles options et technologies ;
- Le GR peut constituer des réserves de flexibilité via de mécanismes de marché adéquats, ;
- Le GR doit donner un accès non discriminatoire au réseau et à l'information (registre d'accès, *metering*, pertes réseaux, *roll out smart meters...*)
- Les GR ne peut pas développer des activités commerciales qui interagissent avec leurs activités régulées (principe d'*unbundling*) : le GR ne peut posséder ou opérer des moyens de flexibilité, mais doivent mettre en place et faciliter la flexibilité ;
- Les GR peut fixer des standards techniques minimaux en matière de communication et d'activation de la flexibilité.

La flexibilité doit rester une activité commerciale. Il convient d'éviter d'ajouter de la complexité et de la lourdeur administrative par l'intervention de tiers. Par exemple, un agrégateur et un fournisseur peuvent s'entendre dans leur cadre contractuel sur la détermination d'un baseline et des volumes activés. L'intervention du GRD n'est pas nécessaire dans ce cas.

Certains rôles et fonctions devraient être déterminés dans la Loi électricité comme par exemple celui de 'Flexibility data manager'. Un dédoublement de ces rôles risque d'entraîner de la complexité inutile et par là, de freiner le développement.

En matière de gestion des données la FEBEG plaide ardemment pour la mise création d'un gestionnaire de données neutre et indépendant permettant un accès non-discriminatoire aux données et ce, pour les raisons suivantes :

- **Coût-efficacité** : la gestion des données n'est pas un monopole naturel. Cette gestion des données peut également être réalisée par des acteurs commerciaux (ex : google, e-commerce). Afin de maîtriser les coûts et garantir un bon fonctionnement de marché, la FEBEG plaide pour la création d'un seul gestionnaire de données pour toute la Belgique, qui soit régulé.
- **Privacy and cybersecurity** : Le fait que les GR soient régulés n'est pas une garantie du respect de la privacy. Quid en cas d'entrée en bourse ? Quid de la composition des conseils d'administration ? Quid de la participation d'autres entreprises ?
- **Neutralité** : Il est important que le gestionnaire de données indépendant soit régulé par les régulateurs.
- **Garantie en matière d'accès non discriminatoire aux données** : l'asymétrie de l'information est une barrière importante pour les nouveaux arrivants sur le marché. Un acteur indépendant et neutre est la garant d'un accès non discriminatoire aux données pour l'ensemble des acteurs.

#### ***Conditions devant entourer le rôle du FSP***

La FEBEG estime que l'intégration du FSP dans le marché implique la fixation d'un registre de flexibilité qui limite cependant la lourdeur administrative et évite toute discrimination. Ce registre a pour objectif de donner un aperçu de la flexibilité contractée et de faciliter l'échange d'informations entre les parties impliquées : la relation entre un FSP et un BRP pourrait être enregistrée par EAN au sein du registre d'accès.

La création du FSP dans le registre d'accès à les conséquences suivantes :

- **Création d'un minimum de droits et obligations du FSP** ( accès au registre, solvabilité, obligation de notification..) (=licence « light ») ;
- **Les procédures doivent être modifiées** (switch de FSP,...)

Le registre devra prévoir les modalités suivantes :

- L'utilisateur de réseau mandate le FSP pour maintenir à jour l'information FSP-BRP (par analogie au mandat donné au fournisseur pour maintenir à jour l'information fournisseur-BRP).
- Le FSP notifie l'existence d'un contrat de flexibilité au GRD afin de permettre le contrôle sur la combinaison FSP-BRP.
- Au niveau du master data, l'utilisateur de réseau est responsable d'informer le fournisseur à propos de tout changement dans son profil de consommation.

#### ***L'activité de sous comptage (5.2.5) :***

Pour la FEBEG, le GRD ne peut en aucun cas recevoir une mission légale en matière de gestion ou d'installation de sous-compteurs qui est, et doit, rester une activité relevant de la compétence des acteurs non régulés.

Pour la FEBEG, l'utilisation de sous-compteurs commerciaux fait partie du marché de la flexibilité. Le sous-comptage améliore significativement la détermination des volumes de flexibilité et – comme conséquence – permet une participation plus accrue de la flexibilité dans le marché :

Il est important de préciser que la flexibilité peut être mesurée par des instruments (sub-meters) différents de ceux du GRD (Smart Meter).

En effet, les performances liées au submetering doivent pouvoir excéder celles des SM qui seront installés par les GRD. En particulier, la granularité de lecture peut être supérieure à 15min et être accessible en temps réel. Les avancées technologiques et les besoins spécifiques de certains clients nécessiteront de telles installations qui seront plus performantes que la technologie déployée 'en masse'. De telles installations sont en outre déjà installées et en service.

D'un point de vue des coûts, il semble évident que le déploiement de tels outils ne doit pas être socialisé (le dédoublement des mécanismes de comptage financé via le tarif ne semble pas souhaitable du point de vue du coût sociétal) mais seront couvert par les parties prenantes selon leurs accords bilatéraux. Les coûts liés aux sub-meters sont couverts selon les cas par les FSP, les clients ou partagés entre-eux selon des modalités contractuelles.

Certains standards techniques auxquels les sous-compteurs doivent répondre devront être définis (sécurité, précision,) et être homologués afin de permettre une mobilité de la clientèle au sein du marché de la flexibilité (principe d'éligibilité). En cas de divergence dans la lecture des données, celles validées par le compteur de tête et validées par les GR devraient rester prédominantes.

Enfin, il est évident que l'installation de l'appareillage de mesure fait l'objet d'un consentement formel du client.

#### ***Toutes les activités en aval du compteur de tête sont commerciales***

Etant donné que le sous-compteur est placé en aval du compteur principal, celui-ci n'est pas directement connecté au réseau mais est installé sur le site de l'utilisateur de réseau. Ce sous-compteur appartient donc à l'utilisateur de réseau. Ce dernier est donc

libre d'utiliser des données de ce sous-compteur pour des transactions commerciales, en cas d'accord de toutes les parties concernées.

#### ***Les sous-compteurs font partie de l'offre commerciale***

Le sous-comptage est plus qu'un simple enregistrement de données en temps quasi-réel. Les sous-compteurs font souvent partie d'un système de management énergétique intégré ou global : ils sont installés en vue d'optimiser la performance des processus et des équipements via un contrôle dynamique. En outre les données fournies par les sous-compteurs peuvent être intégrées dans le processus d'allocation financière et utilisées afin de *benchmark* plusieurs services.

Pour la FEBEG, maintenir le sous-comptage comme une activité commerciale non régulée augmentera également la concurrence sur cette activité et les services qui y sont liés : les acteurs de marché seront encouragés à innover et améliorer leurs produits et services dans l'intérêt de l'utilisateur de réseau.

#### ***Un sous-comptage par les gestionnaires de-réseaux risque d'entraver le développement du marché de la flexibilité***

##### ***Risque de distorsion de marché***

La gestion et le développement du sous-comptage par les acteurs régulés engendre un risque de distorsion de marché.

##### ***Risques de création de barrières à l'entrée sur le marché de la flexibilité***

Alors que le sous-comptage devrait faciliter le développement du marché de la flexibilité, la gestion de cette activité par des parties régulées risquerait de créer des barrières (coûts additionnels, retards d'installations,) à la participation au marché de la flexibilité. De plus, en tant qu'élément constitutif d'un système de gestion globale de l'énergie, les acteurs de marché développeront souvent un système de sous-comptage sur mesure et adapté aux besoins propres du consommateur qui sera utilisé dans deux directions. En plus de communiquer les données de volumes flexibilisés, celui-ci sera en outre configuré pour apporter des informations process à l'utilisateur ou encore être utilisé pour l'envoi consignes à distance. Par définition de telles fonctions, ne seraient pas intégrer dans des sous-compteurs régulés, sans coûts additionnels pour l'utilisateur de réseau.

### ***Les activités de stockage du GRD (5.2.7)***

Le stockage est un des moyens permettant de rencontrer la demande croissante en matière de flexibilité dans le système énergétique, au même titre que d'autres moyens comme la gestion de la demande, l'intégration des marchés, la flexibilité des unités de production, ou encore le renforcement des réseaux. La FEBEG rappelle qu'un level playing field doit absolument être assuré entre ces différentes options afin de faire émerger l'option la plus efficace en termes de coût face un besoin déterminé.

A ce titre, pour la FEBEG les activités de stockage relèvent donc de la compétence exclusive des acteurs commerciaux. En aucun cas, un GRD ne doit être autorisé à investir dans des moyens de stockage ou à les gérer. Il revient en effet aux GR de faire appel au marché pour se procurer les différents services de flexibilité – y compris les services de stockage éventuels. Une telle obligation de recours vers le marché est justifiée au niveau de la nécessité de tendre vers un optimum économique, étant donné que le stockage peut être utilisée pour plusieurs objectifs, celui-ci doit être gérée par un acteur commercial, qui peut alors mettre ce service de flexibilité à disposition d'un ensemble d'utilisateurs, en ce compris les gestionnaires de réseaux, via le marché de la flexibilité. D'une telle manière un optimum global est recherché en lieu et place d'optima locaux.

Egalement, au regard des distorsions de marché et de l'impact sur l'activité de tiers, notamment sur la formation des prix de marché de l'électricité ou les autres drivers macro la gestion du stockage par un tiers, cette activité ne peut être gérée par les acteurs régulés.

De nombreux groupes de travail se sont penchés sur la problématique du stockage ces dernières années (Commission Européenne, Eurelectric, VREG, CWaPE, Ease,...). L'unique dérogation potentielle au principe de base d'un développement exclusivement commerciale du stockage, pourrait être acceptée dans les conditions cumulatives suivantes :

- Le GR doit prouver que le stockage et son développement est la solution la plus économique comparée aux autres sources de flexibilité ou l'investissement en infrastructures selon le principe d'arbitrage économique ;
- Le stockage n'est pas offert dans et par le marché considéré ;
- Le marché n'est pas volontaire ou capable de développer des solutions de stockage dans un délais de temps raisonnable (ex : basé sur un appel d'offres ou tendering infructueux).
- Le développement et la gestion du stockage par le GRD ne peut altérer le fonctionnement de marché (ex : impacts sur drivers macro)
- Lorsque les solutions de stockage deviennent disponibles dans le marché, la gestion par le GR doit arrêter rapidement la gestion de sa propre solution.

***Une régulation permettant l'innovation et basée sur l'efficience-coût :***

La FEBEG souhaite attirer l'attention du régulateur sur l'absolue nécessité d'éviter toute régulation trop importante qui risquerait d'entraver l'innovation et l'efficience-coûts. Dans ce cadre, un sous-comptage régulé, une procédure de préqualification trop lourde ou un mécanisme de prix régulé dans le cadre du transfert de l'énergie ne sont pas acceptables :

Des procédures administratives trop lourdes qui augmenteraient inutilement les coûts de transaction (ex : procédure de préqualification, l'enregistrement et l'échange d'informations sur la flexibilité et de procédures sur les registres d'activation...) pourraient réduire la valeur ajoutée déjà limité de la flexibilité pour le consommateur ;

**3. Réponses FEBEG sur le questionnaire****Section I : protection des clients****1.1 Accès au marché**

- 1. Selon vous, quelles seraient les obstacles qui pourraient contraindre le libre choix des clients pour leur fournisseur de service de flexibilité ?*

Pour la FEBEG, les services de flexibilité doivent être exclusivement organisés via un marché où le libre choix du FSP est central. Pour optimaliser ce libre-choix du consommateur, il convient avant toute chose de s'assurer que ce futur cadre soit suffisamment équilibré et incitatif en vue de permettre le déploiement d'une offre importante, variée et compétitive de services de flexibilité sur le marché bruxellois, et d'ainsi faire bénéficier les consommateurs bruxellois d'une offre suffisante de services.

D'un point de vue technique, la FEBEG observe actuellement l'absence de standards techniques minimums au niveau des équipements de flexibilité. Si cette absence de standards techniques n'était pas traitée, celle-ci pourrait à terme engendrer un risque d'incompatibilités techniques entre les équipements de flexibilité des différentes FSP, pouvant à terme représenter une contrainte pour l'usager dans le changement de FSP.

- 2. À votre avis, quelles seraient les mesures adéquates à mettre en œuvre pour garantir ce libre choix ?*

La mise sur pied de conditions régulatoires équilibrées et favorables à l'investissement permettant le développement d'un véritable marché de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale est absolument essentiel. De façon très schématique, le développement d'un véritable marché de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale devra reposer sur le respect des grands principes suivants :

- Garantir le caractère exclusivement commercial de la gestion de la flexibilité : les services de flexibilité sont et restent une activité commerciale. Dans ce cadre, la régulation qui sera mise en place devra éviter au maximum l'intervention de tiers ou de la complexité dans le cadre de négociations commerciales et contractuelles entre un FSP et un consommateur, ou un agrégateur et un fournisseur sur le prix de transfert ou encore la détermination de la base line et des volumes. La négociation bilatérale entre acteurs à plusieurs niveaux doit être la voie à suivre et l'intervention du GRD n'est pas nécessaire. Dans ce cadre, la régulation ne peut entraver une installation et la gestion d'installations de sous-comptages par les acteurs commerciaux.
- Prise en compte et compensation des conséquences de l'intervention d'un tiers sur l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeurs : d'une part l'intervention du FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties, impliquant la nécessité de compenser financièrement le fournisseur du client final pour l'énergie sourcée et corriger le périmètre du BRP source, et d'autre part toute activation empêchée par le GRD doit être compensée par ce dernier en faveur de l'URD.
- Eviter toute forme de complexité (en matière de gestion des données ou l'existence de différentes réglementations entre régions), le dédoublement d'activités (entre GRT et GRD par exemple), ou encore trop d'obligations administratives (notamment dans le processus de prequalification).

La FEBEG recommande également d'entreprendre une réflexion concertée sur les standards minimums requis en matière d'équipements afin de favoriser une uniformisation minimale empêchant toute forme de « FSP technical lock down ».

*3. Pensez-vous que les offres commerciales de flexibilité doivent être compréhensibles et comparables ? Si OUI, comment peut-on y arriver ?*

Les services de flexibilité sont par définition des services sur mesure, définis et « designés », sur base des besoins et profils propres des consommateurs. Dans ce cadre, la comparabilité « standardisée » entre services de flexibilité semble peu

appropriée. La FEBEG réfère cependant également vers son avant-propos relatif à l'expérience de marché sur base de laquelle se développent les réponses au questionnaire.

La FEBEG estime que les objectifs de qualité de service et d'informations clientèles pourraient être rencontrés par des indicateurs qualitatifs, sur base de critères de type 'satisfaction utilisateurs'.

4. *Selon vous, quelles seraient les mesures (règlementaire, tarifaire,...) à mettre en œuvre pour intégrer les moyens de stockage des clients ?*

*L'avènement de moyens de stockage (centralisés ou non) semble inéluctable dans le cadre de la décentralisation des moyens de production et de la nécessaire maximisation de l'auto-production en vue de permettre leur intégration au réseau. Ce qui devrait rendre le développement des unités de stockage (local) possible au-delà du développement technologique et de la baisse des coûts unitaires c'est de prendre en compte la valeur du KWh au moment où celui-ci est produit. Dès lors que cette valeur est reconnue, la recherche d'une maximisation de l'autoconsommation ou de la consommation au moment de la 'meilleure valeur' pour le consommateur (et le marché) est le meilleur moyen de développer le stockage individuel. En ce sens, la suppression du mécanisme de compensation est une initiative qui va dans le bon sens pour le stockage. Les mécanismes de formation de prix 'dynamiques' (dynamic pricing / tarification incitative) seront autant de signaux qui auront une influence sur ce marché.*

## 1.2 Protection économique

5. *Pensez-vous que les clients non-actifs (professionnels ou résidentiels) sur le marché de la flexibilité seront impactés directement (discrimination, subsides croisés,...) ou indirectement (ex. erreur de calcul de l'allocation supportée uniquement par les clients équipés de compteurs classiques) par l'accroissement du nombre de clients actifs sur ce marché de flexibilité ?*

- Si tel est le cas, quels seraient ces différents impacts ?*
- Avez-vous des suggestions pour des actions (règlementaire, tarifaire...) à mettre en œuvre pour y remédier ou diminuer ces impacts ?*

La FEBEG estime que cette réflexion sur les risques doit être menée dans le cadre d'une analyse globale, prenant en compte également les bénéfices et opportunités liés à la flexibilité.

Le premier risque de discrimination est lié au compteur dit « intelligent » et à la rapidité de son déploiement en vue de permettre à chacun, s'il le souhaite, d'accéder au marché de la flexibilité.

La FEBEG estime qu'outre les risques, les aspects suivants devront également être analysés :

Premièrement, le développement d'un véritable marché de la flexibilité favorisa l'émergence des solutions les moins coûteuses dans le nécessaire exercice d'arbitrage économique du GR entre extensions de son réseaux et recours à un service de flexibilité, impactant directement et positivement l'évolution des tarifs de réseaux, et ce, au bénéfice de tous.

Deuxièmement, l'accroissement du nombre de clients actifs, donc du recours de la flexibilité, mènera à un plus grand lissage des pics de consommation, ce qui devrait entraîner, toute condition égale par ailleurs, une baisse structurelle sur les marchés de gros, et ce, au bénéfice de tous.

Troisièmement, pour la FEBEG, le développement d'un marché de la flexibilité, doit permettre de procéder à l'intégration des objectifs de production renouvelable au coût sociétal le plus faible.

*6. Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour protéger le client actif sur le marché de la flexibilité (ex. la facturation des services de flexibilité doit être toujours basée sur des données de comptage validées par une partie neutre) ?*

Dès le moment qu'un client, libre de son choix, sera actif sur le marché de la flexibilité, il nous semble a priori que ce choix rencontrera son intérêt et qu'il en retirera des bénéfices tout comme, globalement, la collectivité dans son ensemble. A nouveau, la valeur actuelle de la flexibilité au niveau résidentiel est le premier frein de son développement. Complexifier les mécanismes en imposant toute une série de règles ou de mesures qui ne seraient pas strictement nécessaires ne peuvent que diminuer cette valeur et dissuader le développement de ce marché pourtant souhaitable.

*7. Quelles seraient les situations susceptibles de se présenter (ex. empêchement des activités de flexibilités préalablement autorisées, non-respect des clauses contractuelles) qui devraient aboutir à des compensations financières pour les clients concernés ?*

Pour la FEBEG, toute intervention d'un tiers ayant des conséquences sur un ou plusieurs acteurs de la chaîne de valeurs doit faire l'objet d'une compensation :

- D'une part, l'intervention du FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties, impliquant la nécessité de compenser financièrement le fournisseur du client final pour l'énergie sourcée, ainsi que de corriger le périmètre du BRP source ;
- D'autre part, toute activation empêchée ou limitation de l'injection/prélèvement par le GRD, doit être compensée par ce dernier en faveur de l'URD afin de respecter les conditions et risques de l'investissement consenti ou l'activité économique développée.

Pour la FEBEG, les compensations financières éventuelles en cas de non respect des engagements ou clauses contractuelles est une matière contractuelle et commerciale entre un FSP et un consommateur régit par le contrat conclu entre ces parties.

### 1.3 Protection de la vie privée

8. *Selon vous, quelles seraient les mesures préventives « privacy by design » (dès la conception de système de traitement de données) ou « privacy by default » (les réglages par défaut des possibilités d'accès aux données personnelles) à mettre en œuvre pour garantir la protection des données personnelles des clients résidentiels actifs sur le marché de la flexibilité ?*

Pour la FEBEG, la protection de la vie privée passe avant toute chose, par la mise en place d'un processus de gestion et de validation des données par un gestionnaire de données indépendant, impartial et neutre, auquel toute partie de marché aurait accès sur un même pied d'égalité. Outre la qualité des données et son efficience coût-efficacité, un tel organe indépendant est le mieux à même de garantir, la transparence et le respect des questions de privacy pour le consommateur. Il est important que l'utilisateur de réseau conserve la maîtrise de ses données et le choix de les mettre à disposition d'un partenaire (fournisseur, FSP) dans le cadre d'une relation contractuelle.

9. *Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour encadrer la gestion des mandats (autorisant l'accès aux données personnelles) des clients ?*

Avant de se pencher sur la question et gestion pratique des mandats, il faut se pencher sur les conditions régulatoires et exigences juridiques qui doivent entourer la création d'un gestionnaire de données indépendant et impartial. Pour la FEBEG, la question de la personnalité juridique de l'entité est particulièrement centrale en vue de garantir d'une part une régulation directe de cette activité et la possibilité d'autre part d'assurer un respect des responsabilités en cas de problèmes (notamment face à des problèmes de cyber attaques, ou de privacy...).

*10. Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?*

## **Section II : gestion des réseaux de distribution**

### ***Gestion des infrastructures de réseau :***

*11. Selon vous, quelles seraient les mesures de gestion de la demande à prendre en compte lors de la planification du développement des réseaux, qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de la capacité ?*

Pour la FEBEG, il y a bien lieu de distinguer, d'une part le marché de la flexibilité (dont la gestion de la demande est une des dimensions) et d'autre part, la gestion de la congestion par les GR et les questions de capacités de réseaux qui sont liées.

Toute décision d'investissement ou de planification du GR, doit être systématiquement basée sur un arbitrage économique du GR entre un renforcement/remplacement du réseau et recours à un service de flexibilité offert par le marché permettant d'éviter l'investissement.

Cet arbitrage économique du GR doit être facilitée par le développement d'un véritable marché de la flexibilité, qui favorisera l'émergence de la décision par le GR la moins chère socialement.

Sur ce marché de la flexibilité, il est absolument primordial qu'un level playing field soit garanti entre les différentes sources de flexibilité : flexibilité de la demande, stockage et flexibilité offerte par les unités de production, afin que la valeur du MW soit fixé indépendamment de son origine. La flexibilité n'est qu'un seul produit.

Donc il revient au GR lors de ses exercices de planification de réseau, de procéder à un arbitrage économique de toute décision avec les services de flexibilité offerts par le marché.

*12) Le déploiement des mesures de gestion de la demande doit-il être toujours conditionné par des analyses coûts/bénéfices ?*

Pour la FEBEG, la question du recours aux différents services de flexibilité offerts par le marché face à un investissement réseau doit faire l'objet d'un arbitrage économique

(analyse coût-bénéfice) par le GR. Cependant, tout utilisateur de réseau a le droit de valoriser sa flexibilité sur le marché de la flexibilité, l'arbitrage se fera alors par les règles de l'offre et la demande.

De même, toute flexibilité empêchée par le GR devrait également faire l'objet d'une indemnisation par le GR. A défaut, la flexibilité ne pourra jamais se développer, ce qui reviendrait à occulter une réalité économique et un signal prix important pour le GR.

*13) Si les projets des plans d'investissements prévoient des mesures de gestion de la demande, pensez-vous nécessaire de les soumettre aux consultations publiques avant leur approbation ?*

Concernant la méthodologie de l'arbitrage économique du GR, la FEBEG insiste pour que sa définition soit concertée et ses modalités et son application publiée de façon transparente.

Pour la FEBEG, la communication la plus en amont possible et toute la transparence requise autour des plans d'investissement s'avère particulièrement nécessaire pour permettre aux développeurs de projets de prendre les décisions d'investissements adéquates à un prix maîtrisé.

Des mécanismes d'appel au marché relatifs à des éléments constituant de flexibilité (ie stockage, DSM,..) doivent être prévus en cas d'absence de ceux-ci à un moment déterminé.

*14) Si le GRD reçoit une mission légale de gestion des sous-compteurs (compteurs situés derrière le compteur de tête et qui servent à la mesure de la flexibilité activée), quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour la gestion des compteurs existants ?*

Pour la FEBEG, le GRD ne peut en aucun cas recevoir une mission légale en matière de gestion ou d'installation de sous-compteurs qui est, et doit, rester une activité relevant de la compétence des acteurs non régulés.

Pour la FEBEG, l'utilisation de sous-compteurs commerciaux fait partie du marché de la flexibilité. Le sous-comptage améliore significativement la détermination des volumes de flexibilité et - comme conséquence - permettre à une participation plus accrue de la flexibilité dans le marché :

Réserver l'activité de comptage relative aux sous-compteurs au GR serait particulièrement dommageable pour la liberté commerciale et fort probablement contraire aux réglementations en vigueur.

*Toutes les activités en aval du compteur de tête sont commerciales*

Etant donné que les sous-compteur est placé en aval du compteur principal, celui-ci n'est pas directement connecté au réseau mais est installé sur le site de l'utilisateur de réseau. Ce sous-compteur appartient donc à l'utilisateur de réseau. Ce dernier est donc libre d'utiliser des données de ce sous-compteur pour des transactions commerciales, en cas d'accord de toutes les parties concernées.

*Les sous-compteurs font partie de l'offre commerciale*

Le sous-comptage est plus qu'un simple enregistrement de données en temps quasi-réel. Les sous-compteurs font souvent partie d'un système de management énergétique intégré ou global : ils sont installés en vue d'optimiser la performance des processus et des équipements via un contrôle dynamique. En outre les données fournies par les sous-compteurs peuvent être intégrées dans le processus d'allocation financière et utilisées afin de benchmarker plusieurs services.

Pour la FEBEG, maintenir le sous-comptage comme une activité commerciale non régulée augmentera également la concurrence sur cette activité et les services qui y sont liés : les acteurs de marché seront encouragés à innover et améliorer leurs produits et services dans l'intérêt de l'utilisateur de réseau.

*Un sous-comptage par les gestionnaires de système risque d'entraver le développement du marché de la flexibilité**Risque de distorsion de marché*

La gestion et le développement du sous-comptage par les acteurs régulés engendre un risque de distorsion de marché.

*Risques de création de barrières à l'entrée sur le marché de la flexibilité*

Alors que le sous-comptage devrait faciliter le développement du marché de la flexibilité, la gestion de cette activité par des parties régulées risquerait de créer des barrières (coûts additionnels, retards d'installations,...) à la participation au marché de la flexibilité. De plus, en tant qu'élément constitutif d'un système de gestion globale de l'énergie, les acteurs de marché développeront souvent un système de sous-comptage sur mesure et adapté aux besoins propres du consommateur qui sera utilisé dans deux directions. En plus de communiquer les données de volumes flexibilisés, celui-ci sera en outre configuré pour apporter des informations process à l'utilisateur ou encore être utilisé pour l'envoi de consignes à distance. Par définition de telles fonctions, ne seraient pas intégrer dans des sous-compteurs régulés, sans coûts additionnels pour l'utilisateur de réseau.

*15) Selon vous, dans le cadre de leurs missions habituelles (gestion des pertes ou de la qualité de fourniture), les GRD doivent être autorisés à investir dans les moyens de stockage ? Si OUI, selon quelles conditions ?*

Le stockage est un des moyens permettant de rencontrer la demande croissante en matière de flexibilité dans le système énergétique, au même titre que d'autres moyens comme la gestion de la demande, l'intégration des marchés, la flexibilité des unités de production, ou encore le renforcement des réseaux. La FEBEG rappelle qu'un level playing field doit absolument être assuré entre ces différentes options afin de faire émerger l'option la plus efficace en termes de coût face un besoin déterminé.

A ce titre, pour la FEBEG les activités de stockage relèvent donc de la compétence exclusive des acteurs commerciaux. En aucun cas, un GRD ne doit être autorisé à investir dans des moyens de stockage ou à les gérer. Il revient en effet aux GR de faire appel au marché pour se procurer les différents services de flexibilité – y compris les services de stockage éventuels. Une telle obligation de recours vers le marché est justifiée au niveau de la nécessité de tendre vers un optimum économique, étant donné que le stockage peut être utilisée pour plusieurs objectifs, celui-ci doit être gérée par un acteur commercial, qui peut alors mettre ce service de flexibilité à disposition d'un ensemble d'utilisateurs, en ce compris les gestionnaires de réseaux, via le marché de la flexibilité. D'une telle manière un optimum global est recherché en lieu et place d'optima locaux.

Egalement, au regard des distorsions de marché et de l'impact sur l'activité de tiers, notamment sur la formation des prix de marché de l'électricité ou les autres drivers macro la gestion du stockage par un tiers, cette activité ne peut être gérée par les acteurs régulés.

De nombreux groupes de travail se sont penchés sur la problématique du stockage ces dernières années (Commission Européenne, Eurelectric, VREG, CWaPE, Ease,...). L'unique dérogation potentielle au principe de base d'un développement exclusivement commerciale du stockage, pourrait être acceptée dans les conditions cumulatives suivantes :

- Le GR doit prouver que le stockage et son développement est la solution la plus économique comparée aux autres sources de flexibilité ou l'investissement en infrastructures selon le principe d'arbitrage économique ;
- Le stockage n'est pas offert dans et par le marché considéré ;
- Le marché n'est pas volontaire ou capable de développer des solutions de stockage dans un délais de temps raisonnable (ex : basé sur un appel d'offres ou tendering infructueux).
- Le développement et la gestion du stockage par le GRD ne peut altérer le fonctionnement de marché (ex : impacts sur drivers macro)
- Lorsque les solutions de stockage deviennent disponibles dans le marché, la gestion par le GR doit arrêter rapidement la gestion de sa propre solution.

***La conduite des réseaux :***

*16. Actuellement, seules les installations des clients participant aux produits de flexibilité d'ELIA sont soumises aux procédures de préqualification (les clients qui offrent leur flexibilité aux BRP ne sont pas concernés par ce processus de préqualification). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour un traitement approprié de cette discrimination de fait ?*

La FEBEG estime qu'une série d'obstacles au développement d'un marché de la flexibilité, réside dans le fait que la valeur ajoutée de la flexibilité est limitée au regard des efforts et investissements qui doivent être réalisés. De manière générale, la FEBEG demande dès lors de ne pas augmenter artificiellement ces efforts et investissements par une sur-régulation ou sur-intervention des GR, notamment en matière du processus de préqualification.

*17. Pour une gestion transparente de la capacité des réseaux à supporter les activités de la flexibilité, SYNERGRID a développé un concept « trafic light » pour informer les acteurs sur les zones du réseau susceptibles de connaître des limitations de ces activités. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques, tarifaires et réglementaires) à mettre en oeuvre pour une gestion transparente, non-discriminatoire et efficace de ce concept ?*

La FEBEG peut soutenir ce concept de « trafic light » à condition que toute limitation de l'injection et/ou empêchement d'une activation par le GRD soit compensée pour les pertes de revenus et/ou opportunités subies par l'utilisateur. Ce principe, nécessaire en vue d'assurer un fonctionnement correct du marché, est par ailleurs repris par la CREG dans son étude du 5.5.2016 relatif aux moyens à mettre en œuvre en vue de faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique. A défaut, la ressource que représente la flexibilité pour le réseau ne serait pas reconnu à sa juste valeur économique empêchant la mise en place d'un marché efficace de la flexibilité.

*18. Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?*

**Section III : fonctionnement de marché*****Accès au marché***

*19. BRUGEL pense que le FSP doit disposer d'une autorisation de fourniture des services de flexibilité aux clients. Cette autorisation est obtenue sous conditions équitables et non discriminatoires. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques et financières) à exiger pour l'octroi d'une autorisation pour la fourniture de services de flexibilité ?*

Pour la FEBEG, il faut éviter qu'une sur-régulation ou d'autres obligations administratives viennent artificiellement déséquilibrer le rapport entre valeur ajoutée de la flexibilité et obligations/investissements à consentir. Dans ce cadre, la FEBEG estime que le FSP peut être soumis à une forme d'autorisation/d'agrément à condition que les conditions suivantes soient respectés :

- Définition d'un set de droits et d'obligations minimale et strictement limitée (accès à un registre de la flexibilité, solvabilité, obligation de notification,...)
- Il revient à l'usager de mandater le FSP afin de maintenir l'information FSP-BRP actualisée dans le registre d'accès ;
- Le FSP doit notifier l'existence d'un contrat de flexibilité au GRD afin de vérifier la combinaison FSP-BRP.
- L'usager est responsable d'informer son fournisseur de tout changement dans son profil de consommation (par ex. l'existence d'un contrat de flexibilité) ;

*20. Avec le développement des différents services (flexibilité, commercialisation de l'injection/prélèvement ou consommation/production), plusieurs acteurs commerciaux seront actifs sur le point d'accès (au marché et aux données), pensez-vous nécessaire d'établir une hiérarchie, sur le point d'accès, entre ces acteurs pour faciliter certains processus du marché (ex. déménagement) ? Si OUI, quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour garantir l'équilibre des intérêts entre ces acteurs*

### **Accès aux données**

*21. ELIA développe un projet-pilote dénommé Bidladder avec pour objectif d'étendre la participation au marché de l'équilibrage (balancing), via les offres libres (Free bids), à des unités de type non CIPU :*

*a) Quelles sont selon vous les données que vous pourriez communiquer au gestionnaire du réseau de transport afin de permettre aux ressources flexibles raccordées sur votre réseau de participer au marché de l'équilibrage ?*

*b) Y a-t-il des activités associées au rôle de FDM pour lesquelles vous estimez être en mesure de gérer de manière plus efficace pour le marché que le gestionnaire du réseau de transport. Si oui, lesquelles et pourquoi ?*

*c) Comment estimez-vous que le cadre contractuel doit évoluer au niveau régional en vue de permettre aux ressources flexibles distribuées de participer plus activement à ce marché (cf. schéma 4.1 de la note de consultation d'ELIA) ?*

Ces questions relèvent du champs d'activité du GRD.

### **Accès aux données**

*22. BRUGEL pense qu'il faut attribuer au GRD le rôle de facilitateur du marché de la flexibilité indépendant des parties commerciales (via la gestion des compteurs, des données de comptage de la flexibilité et des processus du marché qui en découlent). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour garantir l'indépendance du GRD par rapport à tous les acteurs du marché et pour éviter les conflits d'intérêt ?*

Si le GRD peut avoir un rôle de facilitateur de marché comme exprimé à divers endroits dans le présent document, le fondement même du marché de la flexibilité reste du domaine commercial pour lequel le GRD n'a pas de rôle central à jouer (voir également les réponses aux questions 11 et 14 notamment). Le GRD garde son rôle vis-à-vis du compteur de tête et de la validation des données de consommation et facilite l'accès au marché via la tenue d'un registre d'accès dont le contenu reste à définir. Pour le reste, les relations contractuelles entre les parties dans le respect des données reprises par le contrat de raccordement, la gestion et la valorisation des services développés ne font pas partie du champ 'régulé' du marché.

*23. Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?*

**4. Annexe :** Réponse FEBEG du 30.09.2015 relative à la Consultation CREG sur "les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique."

## Consultation publique sur le cadre réglementaire à mettre en œuvre pour le bon fonctionnement du marché de la flexibilité en Région de Bruxelles-Capitale - Contribution de Lampiris

### Introduction

La flexibilité représente une opportunité significative de diminuer les coûts liés au développement et à l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux, couplée à l'électrification croissante de nos modes de consommation. En ce sens Lampiris accueille très positivement la réflexion menée par Brugel pour mettre un cadre permettant un développement harmonieux et optimiser de cette activité. A cet égard, Lampiris plaide pour une régulation concertée et harmonisée au niveau de la Belgique, qui permette l'innovation et qui est basée sur l'efficience-coût calculée sur le long terme (période comparable à la période d'amortissement des investissements dans les infrastructures réseau).

La présente consultation s'inscrit dans un contexte plus large rappelé dans l'étude 20161014-13 relative au développement du marché de flexibilité en région de Bruxelles-capitale, et fait notamment suite aux recommandations de la CREG contenues dans son rapport rendu le 5 mai 2016 sur « les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique ». Pour mémoire, Lampiris avait remis à la CREG un avis négatif quant au nouveau modèle de marché proposé, pour les raisons suivantes : (1) le nouveau modèle de marché proposé n'est pas nécessaire dès lors que des solutions existent dans le modèle existant pour développer l'activité d'agrégation et assurer à tout client une liberté de choix d'un FSP indépendamment du choix de son fournisseur et (2) ce nouveau modèle n'est pas non plus opportun de par la complexité qu'il engendre et la difficulté à en définir les modalités d'exécution (définition d'un scénario baseline pour le transfert d'énergie, risques liés à la correction du périmètre des fournisseurs-ARP, difficulté liée à la définition de la formule de compensation...). Néanmoins, dès lors que les régulateurs semblent soutenir la mise en place d'un nouveau modèle de marché incluant le principe du transfert d'énergie, Lampiris rejoint la position et les commentaires généraux communiqués par la FEBEG concernant :

- le caractère strictement commercial du développement de la flexibilité et des services qui y sont liés ;
- la prise en compte et la compensation des conséquences de l'intervention d'un tiers sur l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeurs comme principe de base de ce nouveau modèle de marché (notamment la compensation des pertes occasionnées aux fournisseurs suite au transfert d'énergie) ;
- la reconnaissance d'un *level playing field* entre production, stockage et flexibilité de la demande ;
- la création d'un gestionnaire de données neutre et indépendant permettant un accès non-discriminatoire aux données ;
- les conditions devant entourer le rôle du FSP ;

- le caractère commercial des activités en aval du compteur de tête ;
- l'activité de stockage.

## Section 1 : protection des clients

### 1.1 Accès au marché :

1) Selon vous, quelles seraient les obstacles qui pourraient contraindre le libre choix des clients pour leur fournisseur de service de flexibilité ?

Réponse Lampiris :

Les principaux obstacles sont :

- l'absence de standardisation des équipements ;
- le coût des compteurs résultant en une forte diminution de la rentabilité des offres ;
- des lourdeurs administratives excessives en cas de changement de FSP ;
- la position économique dominante de certains acteurs ;
- l'asymétrie de l'information (difficultés pour les consommateurs à percevoir l'information "juste et correcte" dans un marché complexe et en constante évolution).

2) À votre avis, quelles seraient les mesures adéquates à mettre en œuvre pour garantir ce libre choix ?

Réponse Lampiris :

Lampiris rejoint le point de vue de la Febeg sur cette question et insiste avant tout sur le caractère exclusivement commercial de la gestion de la flexibilité dans un marché régulé et sur l'impérative nécessité d'éviter toute lourdeur administrative. Pour le surplus, Lampiris rappelle sa position concernant le transfert d'énergie tel que recommandé par la CREG.

3) Pensez-vous que les offres commerciales de flexibilité doivent être compréhensibles et comparables ? Si OUI, comment peut-on y arriver?

Réponse de Lampiris :

Selon le segment de consommateur, des offres plus ou moins "sur mesure" et plus ou moins complexes peuvent être utilement développées. La standardisation des offres à des fins de comparabilité pourrait constituer un frein à l'innovation. A contrario, la mise à disposition des URD d'outils leur permettant de mieux formuler leurs appel d'offre faciliterait la comparabilité des offres reçues ainsi que leur bonne compréhension.

En cette matière, il importe donc de ne pas enfermer les FSP dans des carcans excessivement contraignants, et donc de s'abstenir de toute réglementation imposant des offres standardisées, mais bien de donner aux URD des outils pour l'établissement de cahiers de charges standardisés leur facilitant l'accès au marché de la flexibilité.

4) Selon vous, quelles seraient les mesures (réglementaire, tarifaire,...) à mettre en œuvre pour intégrer les moyens de stockage des clients ?

Réponse de Lampiris :

En matière de stockage, les principales mesures à prendre sont:

- la suppression des doubles taxation en exonérant des tarifs pour l'utilisation du réseau ainsi que des tarifs des services auxiliaires les quantités d'électricité qu'elles prélevent du réseau, en

- proportion de la quantité d'électricité réinjectée dans ce réseau (voir recommandations de la CREG à ce sujet) ;
- une approche du marché qui assure la neutralité technologique (non différentiation entre l'électricité résultant d'une production, d'un effacement ou d'un stockage) ;
  - l'établissement d'un signal prix fonctionnel.

### **I.2 Protection économique :**

**5)** Pensez-vous que les clients non-actifs (professionnels ou résidentiels) sur le marché de la flexibilité seront impactés directement (discrimination, subsides croisés,...) ou indirectement (ex. erreur de calcul de l'allocation supportée uniquement par les clients équipés de compteurs classiques) par l'accroissement du nombre de clients actifs sur ce marché de flexibilité ?

- a) Si tel est le cas, quels seraient ces différents impacts ?
- b) Avez-vous des suggestions pour des actions (règlementaire, tarifaire...) à mettre en œuvre pour y remédier ou diminuer ces impacts ?

#### Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

**6)** Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour protéger le client actif sur le marché de la flexibilité (ex. la facturation des services de flexibilité doit être toujours basée sur des données de comptage validées par une partie neutre) ?

#### Réponse de Lampiris :

Le premier moyen pour protéger le client est d'inscrire l'activité de valorisation de la flexibilité dans un cadre et un modèle de marché clair et lisible. Une complexification inutile du modèle de marché est de nature à accroître les difficultés rencontrées par les clients et, partant, à en augmenter les risques. Ainsi complexifier les mécanismes en imposant des règles ou des mesures qui ne seraient pas strictement nécessaires ne peuvent que diminuer la valeur et l'intérêt que les clients pourront en retirer et dissuader le développement de ce marché pourtant souhaitable.

**7)** Quelles seraient les situations susceptibles de se présenter (ex. empêchement des activités de flexibilités préalablement autorisées, non-respect des clauses contractuelles) qui devraient aboutir à des compensations financières pour les clients concernés ?

#### Réponse de Lampiris :

Pour Lampiris, toute activation empêchée ou limitation de l'injection/prélèvement par le GRD, doit être compensée par ce dernier en faveur de l'URD afin de respecter les conditions et risques de l'investissement consenti ou l'activité économique développée.

### **I.3 Protection de la vie privée :**

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur les trois questions relatives à ce point.

**8)** Selon vous, quelles seraient les mesures préventives « privacy by design » (dès la conception de système de traitement de données) ou « privacy by default » (les réglages par défaut des possibilités d'accès aux données personnelles) à mettre en œuvre pour garantir la protection des données personnelles des clients résidentiels actifs sur le marché de la flexibilité ?

**9)** Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour encadrer la gestion des mandats (autorisant l'accès aux données personnelles) des clients ?

**10) Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?**

## **Section II : gestion des réseaux de distribution**

### **II.1 Gestion des infrastructures du réseau :**

**11) Selon vous, quelles seraient les mesures de gestion de la demande à prendre en compte lors de la planification du développement des réseaux, qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de la capacité ?**

#### Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

**12) Le déploiement des mesures de gestion de la demande doit-il être toujours conditionné par des analyses coûts/bénéfices ?**

#### Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

**13) Si les projets des plans d'investissements prévoient des mesures de gestion de la demande, pensez-vous nécessaire de les soumettre aux consultations publiques avant leur approbation ?**

#### Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question et attire l'attention du régulateur sur sa demande d'être impliqué en dehors de la FEBEG, dont elle n'est pas membre.

**14) Si le GRD reçoit une mission légale de gestion des sous-compteurs (compteurs situés derrière le compteur de tête et qui servent à la mesure de la flexibilité activée), quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour la gestion des compteurs existants ?**

#### Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question et insiste sur l'importance de préserver le caractère strictement commercial des activités en aval du compteur de tête, dont le placement et la gestion des sous-compteurs.

**15) Selon vous, dans le cadre de leurs missions habituelles (gestion des pertes ou de la qualité de fourniture), les GRD doivent être autorisés à investir dans les moyens de stockage ? Si OUI, selon quelles conditions ?**

#### Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

### **II.2 La conduite des réseaux :**

**16) Actuellement, seules les installations des clients participant aux produits de flexibilité d'ELIA sont soumises aux procédures de préqualification (les clients qui offrent leur flexibilité aux BRP ne sont pas concernés par ce processus de préqualification). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour un traitement approprié de cette discrimination de fait ?**

Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question. Chaque URD devrait pouvoir choisir de vendre sa flexibilité à des fins de valorisation auprès d'Elia ou via son BRP. La discrimination résultant du fait de ne pas pouvoir accéder aux produits d'Elia faute d'une pré-qualification réussie devrait être solutionnée d'une autre manière qu'en créant le même type d'obstacle pour une valorisation auprès du BRP.

**17)** Pour une gestion transparente de la capacité des réseaux à supporter les activités de la flexibilité, SYNERGRID a développé un concept « trafic light » pour informer les acteurs sur les zones du réseau susceptibles de connaître des limitations de ces activités. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques, tarifaires et règlementaires) à mettre en œuvre pour une gestion transparente, non-discriminatoire et efficace de ce concept ?

Réponse de Lampiris :

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

**18)** Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?

/

**Section III : fonctionnement du marché :**

**III.1 Accès au marché :**

**19)** BRUGEL pense que le FSP4 doit disposer d'une autorisation de fourniture des services de flexibilité aux clients. Cette autorisation est obtenue sous conditions équitables et non discriminatoires. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques et financières) à exiger pour l'octroi d'une autorisation pour la fourniture de services de flexibilité ?

Réponse de Lampiris :

Lampiris est d'avis que le FSP devrait être soumis aux mêmes règles que les ARP s'ils endosseront une responsabilité à cet égard par l'introduction de free bid ou en intervenant sur les marchés de l'électricité. Pour le surplus, Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

**20)** Avec le développement des différents services (flexibilité, commercialisation de l'injection/prélèvement ou consommation/production), plusieurs acteurs commerciaux seront actifs sur le point d'accès (au marché et aux données), pensez-vous nécessaire d'établir une hiérarchie, sur le point d'accès, entre ces acteurs pour faciliter certaines processus du marché (ex. déménagement) ? Si OUI, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour garantir l'équilibre des intérêts entre ces acteurs ?

Réponse de Lampiris :

Il importe avant tout de préserver la lisibilité du modèle de marché et d'éviter toute forme de complexification inutile dont la multiplication des rôles et de la fonction. C'est pourquoi Lampiris plaide pour un allègement des procédures et une rationalisation des rôles.

### **III.2 Accès aux données :**

**21)** ELIA développe un projet-pilote dénommé *Bidladder* avec pour objectif d'étendre la participation au marché de l'équilibrage (*balancing*), via les offres libres (*Free bids*), à des unités de type non CIPU :

a) Quelles sont selon vous les données que vous pourriez communiquer au gestionnaire du réseau de transport afin de permettre aux ressources flexibles raccordées sur votre réseau de participer au marché de l'équilibrage ?

b) Y a-t-il des activités associées au rôle de FDM5 pour lesquelles vous estimez être en mesure de gérer de manière plus efficace pour le marché que le gestionnaire du réseau de transport. Si oui, lesquelles et pourquoi ?

c) Comment estimez-vous que le cadre contractuel doit évoluer au niveau régional en vue de permettre aux ressources flexibles distribuées de participer plus activement à ce marché (cf. schéma 4.1 de la note de consultation d'ELIA6) ?

**Réponse de Lampiris :**

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

### **III.3 Equilibre des intérêts entre acteurs :**

**22)** BRUGEL pense qu'il faut attribuer au GRD le rôle de facilitateur du marché de la flexibilité indépendant des parties commerciales (via la gestion des compteurs, des données de comptage de la flexibilité et des processus du marché qui en découlent). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour garantir l'indépendance du GRD par rapport à tous les acteurs du marché et pour éviter les conflits d'intérêt ?

**Réponse de Lampiris :**

Lampiris partage l'avis de la FEBEG sur cette question.

**23)** Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevés par les questions listées ci-avant ?

/

---

Cher Monsieur,

voici mes réponses à vos questions mais comme écrit précédemment je n'ai pas eu de réponse de la part des autres agrégateurs. Je vous propose donc de les relancer si cela vous convient. Je serais heureux de discuter de vos questions début 2017.

- Accès au marché
  - 1) Obstacles: il faut impérativement que le principe du libre choix du consommateur (comme proposé par la CREG) soit appliqué à tous les consommateurs aussi et surtout ceux de la distribution. Il faut que dans la mesure des capacité du réseau de distribution chaque consommateur puisse optimiser sa facture d'énergie et si il y a de réelles contraintes réseaux à cela, celle-ci soit résolu de façon e-équitable
  - 2) Mesures: Créer un cadre légal qui spécifie explicitement les droits des consommateurs et s'applique à tous de façon équitable
  - 3) Compréhension de l'offre: comme pour d'autre domaine cela me parait un objectif souhaitable mais difficile voir impossible à atteindre vue la grande variété de situation. Il faut en tous cas laisser la possibilité d'adapter l'offre à la situation concrète du consommateur.
  - 4) Stockage: Il faut un cadre qui n'exclue rien. Il faut donc des mesures qui ne sont pas spécifique à une situation mais générique ce qui permettra au stockage local de participer mais aussi à d'autres technologies futures
- Protection économique
  - 5) Impact sur les clients "passifs". Le but est de diminuer le coût de la flexibilité. C'est un avantage pour tous. Il n'y a pas de subside. Il ne faut donc pas de mesure particulières pour les clients non-actifs. Il faudra peut-être des mesures temporaires pendant la mise en place des compteurs intelligents mais cela ne concerne pas notre métier
  - 6) Protection client: Les données de comptage doivent satisfaire aux besoin de l'acheteur, du consommateur et de nous. Il faut trouver la solution la plus efficace pour atteindre cet objectif. Ce n'est pas toujours (sub-metering) l'usage de compteurs du GRD. Il faut permettre toutes les solutions qui satisfont les acteurs concernés
  - 7) Compensation: en cas de discrimination entre consommateurs inévitable il faut prévoir des compensations. Cela pourrait être le cas en fonction de la solution choisi en cas de congestion du réseau de distribution
- Protection vie privée
  - 8) Rien de plus ni de moins que pour les autres consommateurs.
  - 9) Il faut un système général qui gère l'accès aux données, qui fonctionne simplement sinon le compteur intelligent et ses données seront by-passé
  - 10) Non pas de remarques supplémentaire
- Infrastructure du réseau
  - 11) Il faut commencer par les investissements qui sont nécessaires que peu de temps par an et/ou dépendent fortement de l'évolution future. Aussi les développements liés à l'électrification du transport et du chauffage. Ici l'usage de la gestion de la demande devrait être considéré prioritairement.
  - 12) Il faut choisir entre investir dans du cuivre (pour 40 ans) et faire appel à la flexibilité C'est l'un ou l'autre

- 13) Pas plus ni moins que toute autre décision sur l'évolution du réseau de distribution.
- 14) Il faut choisir la solution la plus efficace qui satisfait tous les intervenants (voir aussi 6). Si le compteur existant peut être utiliser il doit être prioritaire.
- 15) Question difficile. Qui dit stockage dit énergie. C'est donc impossible pour le GRD dans l'état actuel. Si c'est prévu il faudra en tous cas que l'activité soit très clairement encadré
- Conduite des réseaux
  - 16) La situation actuel n'est en effet pas tenable. Il faut développer une méthode qui partage la capacité limité du réseau. Cela vaut pour la gestion de la demande explicit et implicit et pour la production décentralisé et à moyen-terme pour la grande majorité de tous les consommateurs. Ce n'est pas à nous de proposer une solution mais nous continuerons à nous battre pour une solution équitable
  - 17) Voir ci-dessus. Je reviendrai sur cette question dans un mail ultérieure
  - 18) Non pas de remarques supplémentaire
- Accès au marché
  - 19) Nous sommes généralement favorable à la définition de règles de bonne conduite. Il nous paraît opportun de développer les détails d'une telle licence en collaboration avec les acteurs du marché comme cela ce fait pour l'instant au Royaume Uni.
  - 20) Non nous ne sommes pas favorable à une hiérarchie car les acteurs doivent pouvoir être indépendant.
- Accès aux données
  - 21) a) et b) ne nous concerne pas. Pour c) il est primordial que les consommateurs régionaux puisse participer aux mêmes conditions que les consommateurs fédéraux.
- Equilibre des intérêts entre acteurs
  - 22) Il est impératif que le GRD ne puisse pas être acteur du marché qu'il facilite. Il doit aussi privilégié un rôle actif du consommateur et ne pas freiner cette évolution. Il faut donc permettre à tous les consommateurs aussi en basse-tension de participé à tous les marchés



## Consultation de Brugel sur la flexibilité

### Introduction

Nous tenons tout d'abord à remercier Brugel pour cette consultation sur le thème de la flexibilité et les questions très pertinentes qui sont posées, qui nous donnent l'occasion d'exprimer notre point de vue sur un sujet qui deviendra, nous en sommes persuadés, de plus en plus central pour la gestion du système énergétique.

Sibelga est convaincu que le FSP jouera un rôle de plus en plus important au gré de la progression de la transition énergétique et de l'intégration d'une part croissante de productions décentralisées dans les réseaux, au niveau régional, national et européen. Nous souhaitons dès lors tout mettre en œuvre pour faciliter le développement des services de flexibilité sur le réseau de distribution de la Région de Bruxelles-Capitale.

Nous estimons toutefois nécessaire d'organiser ce développement dans un cadre réfléchi, prenant en compte l'ensemble des dimensions de cette problématique complexe :

- **La dimension temporelle :**
  - les produits de flexibilité développés aujourd'hui pour gérer l'équilibre résiduel ne touchent que quelques centaines de clients moyenne tension mais la technologie de communication émerge pour étendre le potentiel à un grand nombre de charges flexibles ;
  - par ailleurs l'offre de véhicules électriques à des prix accessibles à un plus grand nombre semble sur le point de se matérialiser et la plupart des acteurs commerciaux de la flexibilité y voient un gisement remarquable à exploiter dès que possible ;
  - d'ici fin 2017, tous les points de raccordement > 56kVA, y compris ceux situés sur le réseau basse tension, seront équipés de compteurs permettant de télélever la courbe de charge quart-horaire.
  - **nous estimons nécessaire de réfléchir dès à présent à un cadre favorisant l'émergence de services de flexibilité y compris sur la basse tension.**
- **La dimension stratégique :**
  - le besoin de flexibilité à des fins d'équilibrage du système a significativement augmenté ces dernières années en raison de la croissance des productions décentralisées renouvelables intermittentes, au point de rendre nécessaire le recours à des sources de flexibilité raccordées aux réseaux de distribution et cette tendance devrait se renforcer avec la rationalisation attendue du parc des grosses unités centrales en Belgique ;
  - les objectifs en matière de productions renouvelables sont définis puis révisés au niveau de l'Europe, déclinés ensuite aux niveaux nationaux et régionaux, avec une feuille de route de plus en plus ambitieuse d'ici à 2050 ;
  - la rencontre de ces objectifs régionaux nécessite de créer les conditions d'une intégration harmonieuse de ces unités renouvelables dans le réseau de distribution, ce qui implique nécessairement l'utilisation de la flexibilité localement disponible ;
  - **nous estimons nécessaire de réfléchir dès à présent à un cadre ne limitant pas l'utilisation de la flexibilité localement disponible aux seules fins d'équilibrage global du système, mais favorisant aussi l'intégration des productions décentralisées renouvelables en Région de Bruxelles-Capitale, au gré de la feuille de route qui aura été fixée.**

- Ceci pose la question des incitants économiques, qui n'existent aujourd'hui que pour tendre vers l'équilibrage global du système et qui sont a priori plus complexes à mettre en œuvre au niveau local du fait de la disparité des contextes auxquels le GRD est confronté.
  - En toute hypothèse, nous pensons que les mécanismes mis en œuvre aujourd'hui pour inciter les acteurs du marché à tendre vers l'équilibre global du système ne peuvent pas être de nature à freiner l'atteinte des objectifs, présents et futurs, en matière de production décentralisée en Région de Bruxelles-Capitale.
- **La dimension tactique (organisation, rôles et responsabilités) :**
- nous avons déjà eu l'occasion de préciser, par l'entremise de Synergrid, notre vision en la matière, à l'occasion de la consultation menée par la CREG à l'automne 2015
  - nous expliquons entre autres que le marché de la commodité et celui de la flexibilité forment un continuum indissociable à encadrer comme tel
  - s'agissant des points d'accès situés sur le réseau de distribution, le GRD assume aujourd'hui les rôles de *meter operator* et de *meter data manager* pour le marché de la commodité ; il n'y a pas de raison objective pour qu'il n'en aille pas de même pour le marché de la flexibilité, surtout dans la perspective d'une extension de ce marché à la clientèle basse tension :
    - synergies évidentes au niveau des processus et du système d'information
    - comme pour la commodité, nécessité d'avoir un acteur neutre et indépendant des acteurs commerciaux pour organiser le settlement de la flexibilité
    - comme pour la commodité, intérêt de limiter les barrières à l'entrée, notamment en matière de switching de FSP : opportunité à cet égard de mettre à profit notre expérience sur le marché de la commodité, où les frais de transaction sont parmi les plus faibles d'Europe, pour un service de bonne voire très bonne qualité
  - nous estimons dès lors légitime d'assumer les rôles de *meter operator* et de *flexibility data manager* pour le marché de la flexibilité, dès lors que les charges ou productions flexibles sont raccordées à notre réseau de distribution
  - nous prônons par ailleurs la ségrégation des rôles ; un opérateur intégré (fournisseur, responsable d'équilibre) pilotant directement ou indirectement des unités flexibles devrait se signaler en tant que FSP et jouir dès lors des mêmes droits et devoirs que les FSP non intégrés ; Sibelga devrait notamment être informée dès lors qu'un service de flexibilité est contractualisé sur son réseau quel que soit l'acteur assumant le rôle de FSP
  - le gestionnaire du réseau de transport assume son rôle de responsable ultime de l'équilibrage du système et, à ce titre, est habilité à jouer un rôle de FRP ; de même, c'est lui qui organise le settlement des BRP, en particulier la correction de leur périmètre à l'occasion d'une activation de flexibilité par un FSP tiers ; nous nous posons toutefois la question de la nécessité, pour le gestionnaire du réseau de transport, de disposer à cette fin des données résultantes d'une activation de flexibilité au niveau du point d'accès ; le niveau agrégé par couple « BRP – FSP » devrait à notre point de vue suffire pour organiser la correction du périmètre d'équilibre des BRP.
  - mais s'agissant du transfert d'énergie, il s'agit d'un settlement à organiser entre le FSP et le fournisseur d'énergie, avec lequel le gestionnaire du réseau de transport n'a pas partie liée ; nous estimons que ce settlement doit pouvoir être organisé de la même manière que la réconciliation aujourd'hui, pour laquelle le gestionnaire du réseau de transport n'intervient à aucun instant : le GRD fournit les données « kWh » utiles aux acteurs concernés, dans une logique de jeu à somme nulle et ces acteurs opèrent ensuite le settlement conformément au

cadre (contractuel ou réglementaire selon le cas) fixé ; enfin, pour les raisons qui précèdent et notamment du fait de l'absence de cadre fixant des relations entre le gestionnaire de réseau de transport et le fournisseur d'énergie, nous sommes d'avis que la régulation du transfert d'énergie relève de l'autorité régionale pour les points raccordés au réseau de distribution.

- **La dimension opérationnelle et la rationalité des coûts :**

- l'organisation d'un marché de la flexibilité efficient à grande échelle nécessite à notre sens de gérer des processus et d'échanger de l'information dans une large mesure similaire à ce qui est implanté aujourd'hui sur le marché de la commodité pour les clients M.T. équipés d'un compteur AMR
- Sibelga collabore par ailleurs via une filiale commune avec les gestionnaires de réseau de distribution flamands et wallons, *Atrias*, à la mise en œuvre d'une plateforme centrale de marché unique pour la Belgique qui pourra supporter des processus de marché de commodité impliquant le compteur intelligent (télérelève mensuelle des index, voire télérelève journalière de la courbe de charge) et, ultérieurement, de commercialiser sur un même site de consommation et/ou de production différents types de services, au-delà de la commodité
- nous estimons que cette plateforme centrale de marché pourra constituer le socle du futur data hub central indispensable à la mise sur pied d'un marché de flexibilité à grande échelle à l'horizon 2020-2021
- nous souhaitons pouvoir capitaliser sur cette plateforme en cours d'élaboration et, en concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution coactionnaires et le gestionnaire du réseau de transport, définir le trajet d'évolution le plus adéquat pour adapter cette plateforme au marché de la flexibilité.

#### **Réponses aux questions posées dans le cadre de la consultation**

##### **Remarque générale :**

Le présent questionnaire se focalise essentiellement sur la flexibilité quart-horaire (réserves tertiaires, réserves stratégiques, équilibrage des portefeuilles des BRP, ...) et les réponses sont formulées dans ce contexte.

Nous voulons faire remarquer ici que les grands principes énoncés plus loin (nécessité d'informer le gestionnaire du réseau de distribution, système d'autorisation,...) sont également applicables à la flexibilité infra quart-horaire (réserves primaires et secondaires) mais que des modalités pratiques spécifiques doivent être prévues (notamment en matière de contrôle des activations, qui doit être opéré autrement que par le comptage classique).

De même, il ne semble être question que de flexibilité explicite (pilotage de charge initié par des acteurs commerciaux). Le principe d'information du gestionnaire de distribution est également applicable dans notre esprit pour la flexibilité implicite (p.ex. via une offre commerciale comportant une tarification dynamique de la commodité, incitant à consommer préférentiellement dans telle tranche horaire plutôt que dans telle autre).

- 1) Selon vous, quels seraient les obstacles qui pourraient contraindre le libre choix des clients pour leur fournisseur de service de flexibilité ?**

Nous souhaitons formuler notre réponse en distinguant « obstacles » et « prérequis »

Les prérequis sont d'une part, comme vous l'avez précisé et détaillé dans votre étude, la création d'un cadre réglementaire apte à générer la confiance des utilisateurs (nécessité d'information claire et transparente, tant sur les opportunités que sur les contraintes et les risques, préservation de leurs droits,...) et d'autre part la technologie permettant de mesurer (au minimum sur base quart-horaire), contrôler, puis valoriser les activations de flexibilité.

S'agissant des obstacles, ils sont principalement de deux natures :

La ségrégation des rôles :

- Il importe qu'un opérateur commercial intégré (p.ex. un fournisseur / responsable d'équilibre) mettant à profit la flexibilité disponible dans son portefeuille se signale comme FSP et, à ce titre, jouisse des mêmes droits et devoirs que les FSP non commercialement intégrés. Le cadre actuel ne le prévoit pas, ce qui peut apparaître discriminant.

Les frais de transaction :

- Il importe que les frais administratifs et autres encourus pour contracter des services de flexibilité de même que pour changer de fournisseur de flexibilité soient minimisés. Notamment, la facilité de changement de fournisseur de flexibilité plaide en faveur d'un organe neutre et indépendant des acteurs commerciaux pour organiser la mesure permettant de valoriser le service de flexibilité effectivement offert.
- De même, il y a lieu de proscrire, dans le contrat de fourniture liant le fournisseur d'énergie à son client, toute prescription de nature à freiner la possibilité pour ce dernier de contracter séparément des services de valorisation de flexibilité.
- Enfin, si l'ambition est de développer un marché de flexibilité pour le plus grand nombre, la minimisation des frais de transactions ne passera que par l'uniformisation et l'automatisation des processus et des échanges d'information, à l'instar de ce qui est organisé aujourd'hui avec succès pour le marché de la commodité.

- 2) À votre avis, quelles seraient les mesures adéquates à mettre en œuvre pour garantir ce libre choix ?**

Les commentaires formulés dans le cadre de la question précédente répondent implicitement à cette question :

- La création d'un cadre réglementaire adéquat, consacrant notamment la ségrégation des rôles et proscrivant tout frein à la liberté, pour un client, de contracter séparément des services de flexibilité.
- Le développement des compteurs intelligents, certainement pour les segments de clientèle pressentis pour participer au marché de la flexibilité (les prosumers, les utilisateurs de véhicules électriques,...). A noter que nous serons aussi confrontés à des situations où un client commercialisant des services de flexibilité décide de déménager sur un site non encore équipé de compteur intelligent.
- La mise sur pied d'un modèle uniforme d'échange d'information automatisé entre acteurs du marché de la flexibilité, à l'instar de ce qui existe sur le marché de la commodité, ceci afin de minimiser les frais opérationnels de transaction.

- 3) Pensez-vous que les offres commerciales de flexibilité doivent être compréhensibles et comparables? Si OUI, comment peut-on y arriver?

En tant que facilitateur du marché neutre et indépendant, il ne nous appartient pas de répondre à cette question.

Nous souhaitons toutefois faire remarquer que le FSP devra se conformer à certains standards préalablement fixés au sein du secteur, notamment en matière de catalogue de baselines, en ce compris les modalités de calcul. Il apparaît par conséquent logique que les offres commerciales de flexibilité s'inscrivent dans ces standards.

- 4) Selon vous, quelles seraient les mesures (règlementaire, tarifaire,...) à mettre en œuvre pour intégrer les moyens de stockage des clients ?

A l'instar de ce qui est organisé pour les unités de productions décentralisées, il est indispensable de prévoir des prescriptions contraignantes pour le raccordement de tels dispositifs sur notre réseau. Ces prescriptions peuvent être établies au niveau fédéral belge, sous couvert de Synergrid. Les objectifs poursuivis ici sont le fonctionnement fiable des réseaux, une alimentation de qualité et la sécurité des personnes.

Nous ne voyons pas d'autres mesures spécifiques nécessaires, tout en précisant que l'essor de moyens de stockage raccordés à notre réseau de distribution accélérera la nécessité de mettre en œuvre des mesures plus génériques, comme une tarification de l'utilisation du réseau davantage capacitive (dissuadant des prélèvements, voire des réinjections trop élevés), la nécessité de placer un compteur intelligent (le gestionnaire du réseau devant être à même de contrôler les flux localement générés), la prévention des risques induits par une activation trop synchrone de ces dispositifs en réponse à des signaux prix wholesale,... , mesures dont il sera question plus loin.

- 5) Pensez-vous que les clients non-actifs (professionnels ou résidentiels) sur le marché de la flexibilité seront impactés directement (discrimination, subsides croisés,...) ou indirectement (ex. erreur de calcul de l'allocation supportée uniquement par les clients équipés de compteurs classiques) par l'accroissement du nombre de clients actifs sur ce marché de flexibilité ?

- a) Si tel est le cas, quels seraient ces différents impacts ?  
b) Avez-vous des suggestions pour des actions (règlementaire, tarifaire...) à mettre en œuvre pour y remédier ou diminuer ces impacts ?

Nous pensons nécessaire de faire la distinction entre les clients équipés d'un compteur intelligent et ceux qui, parmi ces derniers, seront actifs sur le marché de la flexibilité et qui, pour ce faire, opteront pour le régime 3 de comptage.

Nous avons expliqué, lors de l'élaboration du MIG 6, que le système d'allocation prévu était susceptible de créer un biais pour les clients équipés de compteurs classiques, dont l'impact deviendrait significatif en fin de roll-out smart ( $> 75\%$  du parc déjà équipé). Mais cette problématique, qui devra être traitée en temps utile, est disjointe de celle des biais susceptibles d'être générés par les clients flexibles.

Pour pouvoir répondre à votre question, il importe de se référer au type de marché de flexibilité qui se développera en Belgique.

Ce que nous observons aujourd'hui en Belgique, avec les produits de flexibilité R3DP notamment, est un marché de flexibilité capacatif court à très court terme venant compléter un marché de commodité non axé sur le court terme.

Mais ce qui ressort aujourd’hui de la première version du Winter Package de la Commission européenne est une volonté d’impulser un marché de commodité bien davantage corrélé aux signaux court terme (correspondant au Belpex pour la Belgique).

Nous pensons que le risque d’une subvention croisée entre clients flexibles et clients non flexibles, qu’ils soient équipés ou non de compteurs intelligents, est potentiellement plus grand dans le modèle proposé par le Winter Package. En effet, ce modèle qui vise à reporter la majorité des gains mais aussi la majorité des risques liés à la volatilité des coûts sur le client final, est susceptible de générer des offres nettement moins attractives du monde commercial vis-à-vis des clients « risk averse » mais aussi vis-à-vis des clients n’ayant pas de flexibilité à offrir (exemple : l’horeca fonctionnant essentiellement en soirée).

Nous estimons que tout modèle préservant un marché de commodité concurrentiel autre que court terme permettra de mieux protéger les intérêts des clients non flexibles et plus particulièrement des clients vulnérables.

**6) Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour protéger le client actif sur le marché de la flexibilité (ex. la facturation des services de flexibilité doit être toujours basée sur des données de comptage validées par une partie neutre) ?**

Les principaux mécanismes à mettre en œuvre sont ceux proposés dans votre étude, à savoir l’élaboration d’un cadre réglementaire prévoyant un système d’autorisation, de reconnaissance ou de licence afin de favoriser l’émergence d’acteurs compétents et professionnels. Un contrat générique de flexibilité devrait par ailleurs être conclu entre le FSP et le GRD

La problématique du comptage est à nuancer :

- si un client final se voit offrir la possibilité de valoriser son potentiel de flexibilité via son fournisseur d’énergie intégré, dans une logique bilatérale « gagnant-gagnant » (i.e. les activations se déroulent au sein du portefeuille de ce fournisseur / responsable d’équilibre), un acteur neutre et indépendant n’est pas nécessaire ; un système de recours équivalent à celui en vigueur pour le marché de la commodité devrait être envisagé si le client s’este lésé et nous sommes d’avis, comme pour le marché de la commodité, que le gestionnaire du réseau de distribution n’a pas à jouer de rôle spécifique en la matière;
- par contre, à partir du moment où le service de flexibilité offert a des impacts multilatéraux (ex : R3 DP impacte le client final, le FSP, le BRP / supplier et Elia), un acteur neutre et indépendant devient à notre sens incontournable ; en effet, dans l’exemple de R3DP, le client final et le FSP ont solidairement intérêt à ce que l’activation demandée soit parfaitement honorée et il est donc inopportun que le FSP puisse être en tout ou partie responsable du règlement de la flexibilité qu’il a activée (principe *on ne peut être à la fois juge et partie*) ; dans cet exemple, le recours à une partie neutre n’est pas nécessaire pour protéger le client final désireux de valoriser sa flexibilité, mais bien pour assurer que le service payé par le FRP (en l’occurrence Elia) a effectivement été offert.
- il faudrait également veiller à ce qu’une demande d’activation initiée par un FRP, non totalement honorée par le FSP et donnant lieu à des pénalités à charge de ce dernier, n’entraîne pas un report non justifié de ces pénalités vers le client ; ceci plaide également en faveur d’un acteur neutre et indépendant du FSP pour la gestion des données de comptage intervenant dans le règlement de la flexibilité ; celui-ci pourrait en effet informer tant le FSP que le client actif sur le marché de la flexibilité de façon univoque et transparente quant aux

volumes réellement activés (ceci suppose toutefois des modalités de calcul standards de ces volumes, à définir avec le FRP).

Il serait par ailleurs opportun de prévoir des mesures, à charge du FSP, visant à :

- informer le client désireux de valoriser sa flexibilité de façon claire et compréhensible quant aux conséquences de son choix de céder le pilotage de tout ou partie de ses installations électriques au FSP, 1) sur le traitement des données de comptage afférentes (données à caractère personnel) et 2) sur sa facture énergétique et notamment sur la composante « tarif d'utilisation du réseau ».

**7) Quelles seraient les situations susceptibles de se présenter (ex. empêchement des activités de flexibilité préalablement autorisées, non-respect des clauses contractuelles) qui devraient aboutir à des compensations financières pour les clients concernés ?**

Nous jugeons opportun de dissocier les situations résultant de manquements dans le chef du FSP de celles résultant de manquements réels ou supposés dans le chef du gestionnaire du réseau de distribution / de la partie neutre et indépendante assurant le contrôle de l'activation de la flexibilité.

S'agissant du FSP, beaucoup dépend des clauses du contrat liant le FSP au client final, notamment (1) les modalités de rémunération de la disponibilité versus de l'activation et (2) les rôles respectifs de ces deux acteurs dans le pilotage de la flexibilité.

- En toute hypothèse, le client final ne devrait pas être pénalisé si l'activation de flexibilité demandée n'a pas été honorée en raison d'un problème de pilotage incitant au FSP.

S'agissant de la partie neutre et indépendante assurant le contrôle de l'activation de la flexibilité, il convient d'envisager la situation où une activation de flexibilité n'a pas pu être correctement mesurée / calculée en raison de données de comptage ou de mesure manquantes.

- A nouveau, le client final (ainsi que le FSP dans cet exemple) ne devrait pas être pénalisé, même si le FRP n'a pas la garantie que le service a bien été rendu. Des mécanismes analogues à ceux en vigueur sur le marché de la commodité (utiliser des estimations ou des mesures alternatives) devraient être prévus dans ces situations particulières.
- Ce cas de figure est d'autant plus complexe à gérer si la chaîne de relève et d'acquisition des données de comptage fait intervenir plusieurs responsables. C'est la raison pour laquelle nous plaidons pour l'unicité de responsabilité dans la chaîne « compteur – système d'acquisition – système de traitement des données de comptage », responsabilité que Sibelga est prête à assumer.

S'agissant du gestionnaire du réseau de distribution, il y a lieu d'envisager les situations de congestions locales susceptibles de limiter ou d'empêcher temporairement l'activation de flexibilité.

- Nous estimons que ces situations ne doivent pas donner systématiquement lieu à une compensation du FSP et/ou du client final. Plus de détails seront fournis dans la suite du document.

**8) Selon vous, quelles seraient les mesures préventives « privacy by design » (dès la conception de système de traitement de données) ou « privacy by default » (les réglages par défaut des possibilités d'accès aux données personnelles) à mettre en oeuvre pour garantir la protection des données personnelles des clients résidentiels actifs sur le marché de la flexibilité ?**

Il semble se déduire de la réglementation européenne relative à la protection des données à caractère personnel que ces mesures préventives doivent être adoptées par chaque responsable de

traitement. Il s'agit, en effet, de règles internes qui diffèrent selon l'organisation du responsable du traitement, sa volonté de sous-traiter tout ou partie de ses tâches, etc.

Toutefois, l'encadrement légal du marché de la flexibilité pourrait imposer aux acteurs de ce marché de réduire à un minimum le traitement des données à caractère personnel. Ainsi, la rétention des données de comptage devrait être limitée aux seuls besoins de l'activation de la flexibilité et elles devraient être détruites dès que possible. Selon Sibelga, chaque FSP devrait rendre anonyme – ou, à tout le moins, pseudonymiser – les données qu'il communique à des tiers (par exemple le FRP) dans la mesure où l'identité de la personne physique dont la charge est flexible n'est pas nécessaire auxdits tiers.

Le cadre régulatoire devrait également insister sur l'importance de l'information des personnes physiques lorsque celles-ci concluent des contrats de flexibilité et que ces contrats impliquent un traitement de leurs données à caractère personnel. En outre, la question du consentement à un tel traitement devrait être particulièrement bien encadrée de manière à répondre aux exigences du règlement (UE/2016/679) général sur la protection des données.

Enfin, la gestion des mandats devrait être clairement encadrée (voyez infra) de manière à permettre une conciliation claire entre l'objectif d'efficacité et la protection des données à caractère personnel. Un contrôle *a posteriori* des consentements et des sanctions strictes en cas de manquement devraient permettre que les droits et libertés des personnes physiques soient suffisamment protégés.

**9) Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour encadrer la gestion des mandats (autorisant l'accès aux données personnelles) des clients ?**

Des mesures sectorielles sont actuellement élaborées dans le cadre de l'implémentation du MIG TPDA. Ces mesures peuvent servir de base pour l'implémentation future d'un MIG Flex.

Nous estimons qu'il ne peut y avoir à cet égard de discrimination entre les différentes catégories d'acteurs commerciaux (fournisseurs d'énergie, ESCO, FSP,...) désireux de commercialiser des services basés sur des courbes de charge quart-horaire.

Pour le surplus, il conviendra que la gestion des mandats – y compris le consentement du client flexible – fasse l'objet d'une information accessible, facile à comprendre, et formulée en des termes clairs et simples de manière à ce que les clients flexibles, personnes physiques, manifestent de façon libre, spécifique, éclairée et univoque leur accord au traitement des données à caractère personnel les concernant. Le consentement quant au fait que le FSP pourra traiter des données à caractère personnel doit être distingué clairement des autres questions liées à la flexibilité.

Le cadre réglementaire devrait en tout cas permettre de concilier, d'une part, la nécessité, pour le GRD, d'avoir le consentement du client flexible, personne physique, pour communiquer des données à caractère personnel qui le concernent et, d'autre part, la gestion opérationnelle effective de la flexibilité. En ce sens, une disposition légale qui permettrait au GRD de contrôler *a posteriori* les mandats et la sanction des FSP agissant sans mandat semblent être des mesures efficaces qui préservent les droits des personnes concernées.

En tout cas, le contrôle des mandats devrait pouvoir être moins contraignant lorsque les clients concernés ne sont pas des personnes physiques, dès lors que le règlement général sur la protection des données ne concerne pas les personnes morales.

En tout hypothèse, nous recommandons une uniformisation de ces mesures au niveau de la Belgique, ce qui passe par une concertation sectorielle.

**10) Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevées par les questions listées ci-avant ?**

Le potentiel de flexibilité présent sur les réseaux de distribution est déjà appréciable mais les perspectives à moyen et long terme sont très encourageantes avec l'émergence attendue des véhicules électriques, des capacités de stockage et les énormes progrès réalisés en matière de technologie d'information *near real time* à grande échelle.

Il importe que ce potentiel de flexibilité soit exploité de façon optimale au bénéfice du système électrique. A ce titre, nous estimons inefficient que la flexibilité ne soit exploitée qu'au bénéfice d'un seul FRP. Nous privilégions un modèle où une même unité (de charge ou de production) flexible puisse, selon les circonstances, être commercialisée au profit d'un BRP, du GRT, voire (dans certaines situations de congestions locales, à encadrer) du GRD.

Dans cette logique et en complément des commentaires à la question 6, nous recommandons malgré tout, dès qu'un client est désireux de valoriser sa flexibilité, le placement d'un compteur intelligent mesurant la courbe de charge quart-horaire et géré de A à Z par le GRD en tant que partie neutre, ceci afin de permettre au client final d'avoir accès au marché de flexibilité le plus large plutôt qu'à un marché au seul profit de la partie commerciale intégrée.

Toujours dans cette logique, nous souhaitons collaborer avec Elia à la constitution d'un data hub et d'un bid ladder pour commercialiser les services de réserves tertiaires, tout en veillant à ce que cette plateforme puisse ultérieurement être utilisée au bénéfice d'autres FRP, ce qui plaide dès aujourd'hui en faveur d'une gouvernance d'utilisation du bid ladder non restrictive, tant côté FSP que côté FRP. Dans ce contexte, il importe que les rôles et responsabilités respectifs du GRT et du/des GRD pour la gestion de cette plateforme demeurent équilibrés (voir aussi notre réponse à la question 21).

Enfin, comme précisé en introduction, la flexibilité constitue un des principaux leviers de l'intégration harmonieuse des productions décentralisées renouvelables en Région de Bruxelles-Capitale et il convient de définir un cadre permettant aussi d'utiliser la flexibilité à cette fin.

**11) Selon vous, quelles seraient les mesures de gestion de la demande à prendre en compte lors de la planification du développement des réseaux, qui permettent d'éviter l'augmentation ou le remplacement de la capacité ?**

Nous nous permettons de reformuler la question comme suit :

*Est-il selon vous opportun de rompre dès à présent avec la politique d'investissements « fit and forget » et, dans l'affirmative, en introduisant quels mécanismes de nature à inciter à une meilleure utilisation du réseau et donc à différer des investissements de renforcement ?*

Le réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale n'est pas encore trop impacté aujourd'hui par les productions renouvelables intermittentes, ni par l'activation de flexibilité. La situation pourrait toutefois évoluer avec l'essor annoncé du véhicule électrique et l'expérience récemment vécue en Belgique avec les panneaux photovoltaïques a démontré qu'une montée en puissance extrêmement rapide pouvait être observée dès lors qu'une valeur ajoutée économique se concrétise pour le client final.

Nous recommandons par conséquent d'adapter dès à présent le cadre réglementaire afin d'anticiper un probable essor du véhicule électrique en Région de Bruxelles-Capitale. Nous craignons en effet qu'un pilotage centralisé de la recharge des véhicules électriques, tenant uniquement compte de signaux prix uniformes sur la zone de réglage belge, engendre rapidement des congestions locales.

Dans la mesure où la recharge des véhicules électriques à domicile peut le plus souvent être organisée sur une période suffisamment longue (typiquement entre 19h et 7h du matin), nous estimons que si une recharge semi-rapide de véhicule(s) électrique(s) devait entraîner des congestions locales, le gestionnaire du réseau de distribution devrait être habilité à modifier ou faire modifier le cycle de recharge sans compensation aucune.

Les mécanismes permettant de remédier à ce phénomène sont les suivants :

- Une tarification d'utilisation du réseau basse tension davantage basée sur les kW pouvant effectivement être prélevés, ce qui suppose le placement de compteurs intelligents en amont des circuits de recharge des véhicules électriques.
- L'encouragement des propriétaires de véhicules électriques à confier le pilotage de la recharge à des acteurs commerciaux spécialisés, lesquels devraient se signaler comme FSP. Cela passe également par le placement d'un compteur intelligent autorisant une lecture quart-horaire de la courbe de charge, de nature à valoriser la flexibilité offerte au bénéfice de ces clients.
- La responsabilisation de ces FSP à la fois par la réglementation et par des incitants. La réglementation doit spécifier que les FSP doivent s'efforcer d'organiser leurs activations en préservant le réseau de congestions locales ; le gestionnaire de réseau aura préalablement indiqué les zones pouvant être congestionnées (par exemple, via un système de type « traffic light ») et, le cas échéant, les plages horaires critiques. Le meilleur incitant consiste précisément à permettre dans certaines circonstances au gestionnaire de réseau de limiter voire d'interrompre la capacité de prélèvement sans compensation.
- Une redéfinition générique des critères de renforcement de la capacité du réseau dans ce nouveau contexte. Proposition à initier par le gestionnaire du réseau de distribution et à soumettre à l'approbation du régulateur.

A noter que nos collègues gestionnaires de réseau en Flandre et en Wallonie sont déjà confrontés aujourd'hui à la nécessité de gérer la demande en raison d'un excédent local de production renouvelable ou intermittente (cfr notamment le mécanisme G-Flex en Wallonie pour traiter les situations de congestion dues aux productions éoliennes en moyenne tension). Nous estimons impératif de distinguer les situations de congestion causées par un excédent de production intermittente de celles qui seraient générées par un excédent de consommation (potentiellement) flexible :

- dans le premier cas, les diagrammes de production des unités locales sont de facto synchrones (ces unités étant soumises aux mêmes conditions de soleil ou de vent) et un empêchement, même temporaire, de production entraîne directement un manque à gagner pour le producteur (via le mécanisme des certificats verts notamment)
- dans le second cas, les diagrammes de consommation sont pilotables et peuvent aisément être lissés ou différés dans le temps ; nous pensons par ailleurs que l'offre de flexibilité dépassera largement la demande et qu'il sera toujours possible, pour un FSP, d'exploiter suffisamment de flexibilité en regard des besoins dans les zones non congestionnées du réseau ;

## 12) Le déploiement des mesures de gestion de la demande doit-il être toujours conditionné par des analyses coûts/bénéfices ?

Comme précisé implicitement à la question précédente, l'analyse coûts/bénéfices se justifie davantage dans le cas de problèmes de congestion occasionnés par des grosses unités éoliennes. Ce cas de figure ne se présentera jamais en Région de Bruxelles-Capitale.

Dans le cas de congestions occasionnées par une activation excessive des charges flexibles, pour les raisons exposées à la question précédente, nous estimons qu'une gestion dynamique de la demande est en toute hypothèse opportune tant que cette gestion n'interfère pas avec le confort de l'utilisateur :

- nous visons plus spécifiquement le propriétaire du véhicule électrique (principal risque identifié), qui souhaitera le plus souvent que son véhicule soit recharge le lendemain matin...
- ... mais cette logique peut être étendue à d'autres types de charge flexible.

Les critères de renforcement du réseau à adapter (cfr question précédente) devront notamment tenir compte de cette dimension de confort pour l'utilisateur.

**13) Si les projets des plans d'investissements prévoient des mesures de gestion de la demande, pensez-vous nécessaire de les soumettre aux consultations publiques avant leur approbation ?**

Nous estimons certainement inopportun de soumettre à consultation publique des projets particuliers ou spécifiques. Les situations de congestion peuvent intervenir rapidement (ex : plusieurs riverains sur un même tronçon de rue décident quasiment simultanément d'acheter un véhicule électrique) et elles doivent être gérées dès qu'elles surviennent, ce qui est incompatible avec les délais courants d'une consultation publique.

Nous privilégions le fait de définir et de soumettre à Brugel ainsi qu'aux autorités régionales une politique générique de gestion de la demande. Un fois cette politique validée, il conviendra d'élaborer un plan de communication de cette politique à travers le prisme de l'impact pour le client (lequel n'a pas à se soucier de nos contraintes techniques). Nous estimons notamment qu'une communication spécifique à destination des propriétaires de véhicules électriques est indispensable et ceci presuppose un cadre règlementaire enjoignant tout propriétaire de véhicule électrique à se faire connaître comme tel auprès de son gestionnaire de réseau de distribution.

**14) Si le GRD reçoit une mission légale de gestion des sous-compteurs (compteurs situés derrière le compteur de tête et qui servent à la mesure de la flexibilité activée), quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour la gestion des compteurs existants ?**

Nous sommes en phase avec votre proposition (§ 5.2.5. de votre étude) visant à nous céder la propriété de ces compteurs moyennant juste compensation. Comme précisé à la question 7, nous jugeons plus efficace qu'un seul acteur, neutre et indépendant, soit responsable de A à Z de la chaîne d'acquisition des données de comptage et, en tant que gestionnaire des données de comptage pour le marché de la commodité, nous disposons de toute l'expérience nécessaire. Si ce rôle d'acteur neutre nous est octroyé, nous estimons en toute hypothèse nécessaire d'effectuer un contrôle de la flexibilité réellement activée au moyen du compteur de tête du site ou, le cas échéant, en prenant en compte la consommation totale du site (i.e. mesures du compteur de tête additionnées des mesures de la production locale du site).

Nous souhaiterions ajouter une condition supplémentaire, à savoir que les sous-compteurs en question soient conformes aux prescriptions générales édictées par Synergrid.

En complément à votre question, nous tenons à vous informer que nous pouvons mettre les impulsions des compteurs que nous exploitons à la disposition de tout client qui le désire ou de son FSP, de sorte qu'il n'est pas nécessaire de placer un second système de mesure en quasi temps réel pour leurs éventuels autres besoins (p.ex. dans le cadre de la gestion d'un processus industriel). Un système équivalent est en outre déjà prévu avec le compteur intelligent (concept « port P1 » que nous avons déjà eu l'occasion de vous présenter).

**15) Selon vous, dans le cadre de leurs missions habituelles (gestion des pertes ou de la qualité de fourniture), les GRD doivent être autorisés à investir dans les moyens de stockage ? Si OUI, selon quelles conditions ?**

Le modèle d'accès de tiers au réseau où le gestionnaire de réseau assure le rôle de facilitateur neutre et indépendant complique la possibilité pour ce dernier d'exploiter des installations de stockage : en effet, du point de vue du marché, la charge d'un dispositif de stockage s'assimile à un prélèvement et la décharge s'assimile à une injection dans le réseau ; or le gestionnaire du réseau n'est en principe pas habilité à jouer ce qui s'assimilerait à un rôle d'acteur du marché dès lors que de tels dispositifs de stockage viendraient à se multiplier.

Nous pensons que l'intérêt économique d'investir dans des moyens de stockage en réseau ne se concrétisera pas à court terme ni moyen terme, vu le potentiel d'accroissement du renouvelable et nous ne jugeons dès lors pas opportun de légiférer aujourd'hui en la matière. Ceci ne doit pas préjuger du fait que le gestionnaire du réseau de distribution puisse être habilité à réaliser des expériences pilotes innovantes à échelle limitée (de sorte à ne pas perturber le marché) dans ce domaine, comme dans d'autres d'ailleurs lui permettant d'acquérir ou de renforcer ses compétences.

**16) Actuellement, seules les installations des clients participant aux produits de flexibilité d'ELIA sont soumises aux procédures de préqualification (les clients qui offrent leur flexibilité aux BRP ne sont pas concernés par ce processus de préqualification). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour un traitement approprié de cette discrimination de fait ?**

Comme précisé notamment en réponse à votre première question, nous prônons la ségrégation des rôles, à savoir que tout opérateur commercial intégré (p.ex. un fournisseur / responsable d'équilibre) mettant à profit la flexibilité disponible dans son portefeuille se signale comme FSP et, à ce titre, jouisse des mêmes droits et devoirs que les FSP non commercialement intégrés. Cette seule mesure devrait suffire à gommer toute discrimination en matière de préqualification.

Mais votre question sous-entend que le processus de préqualification constitue un frein important à l'émergence de la flexibilité. Or, à l'occasion du tendering R3DP 2016, vous avez pu constater que les volumes qui ont pu être préqualifiés dans les délais impartis ont largement excédé les besoins d'Elia (les volumes finalement attribués) et les chiffres relatifs à R3DP 2017 semblent confirmer cette tendance.

Nous estimons néanmoins nécessaire, pour étendre le marché de flexibilité au plus grand nombre et notamment à la clientèle basse tension, d'automatiser le processus de préqualification et de le rendre dynamique (i.e. tenir compte des plages horaires critiques plutôt que d'adopter une logique en tout ou rien).

**17) Pour une gestion transparente de la capacité des réseaux à supporter les activités de la flexibilité, SYNERGRID a développé un concept « traffic light » pour informer les acteurs sur les zones du réseau susceptibles de connaître des limitations de ces activités. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques, tarifaires et règlementaires) à mettre en oeuvre pour une gestion transparente, non-discriminatoire et efficace de ce concept ?**

S'agissant des conditions techniques, la gestion d'une logique de « traffic light » nécessitera assez rapidement, dès que les clients basse tension disposant d'un capacité de raccordement inférieure à 56kVA auront accès au marché de la flexibilité (ce qui, pour rappel, présuppose le placement d'un compteur intelligent), une mise à niveau importante du système d'information, en particulier dans les zones à concentration de véhicules électriques :

- nécessité d'établir un lien connectique entre le comptage et le réseau de distribution
- nécessité d'accéder en temps réel aux données (courant, tension,...) permettant d'identifier et de circonscrire les zones congestionnées

- Nécessité, sur base de l'historique, d'établir des prévisions de congestion à différents horizons (ex : 1 mois, 1 semaine, 1 jour), ce qui nécessite des fonctionnalités de type *load flow*.
- nécessité d'entamer rapidement l'élaboration d'un MIG flex (compte tenu de l'expérience sur le marché de la commodité, l'alignement de toutes les parties prend du temps et nous avons ici pas moins de 5 types d'acteurs en présence : le GRD, le GRT, le fournisseur, le BRP et le FSP), permettant notamment d'automatiser et d'uniformiser les messages relatifs à des prévisions de congestions locales (certainement) et à des congestions avérées nécessitant une intervention imminente (à évaluer).

Il s'agit là d'adaptations substantielles, mais qui ne sont indispensables qu'en cas de zones congestionnées (indication « traffic light » autre que verte). Une certaine progressivité dans l'implémentation peut donc être organisée au gré des congestions constatées. Mais nous rappelons ici le risque que générera un essor rapide du véhicule électrique en Région de Bruxelles-Capitale (voir aussi notre réponse à la question 11).

S'agissant des conditions règlementaires, il convient de définir clairement les concepts de *feu vert*, *feu orange* et *feu rouge*... ainsi que les principes généraux de communication en cas d'évolution de couleur de ces feux. Nous suggérons par contre de laisser les acteurs du marché fixer les détails d'implémentation de ces principes dans un MIG.

Comme précisé plus haut, il convient également de redéfinir les critères de renforcement du réseau compte tenu de la réalité des charges flexibles (voire de la production intermittente).

S'agissant des conditions tarifaires, il suffit qu'elles soient aisément compréhensibles et uniformes pour tout client flexible en fonction de son niveau de raccordement pour être transparentes et non discriminatoires.

La question de l'efficacité est plus délicate dans la mesure où :

- chaque situation locale est spécifique (certaines zones sont congestionnées et d'autres pas à un moment donné ; or une tarification uniforme ne peut en tenir compte)
- une tarification uniforme incite à un comportement synchrone alors que la capacité finie du réseau devrait plutôt inciter à une logique de *partage du gâteau* (ou *si tu consommes, je ne consomme pas et vice-versa*).

Nous rappelons qu'une tarification basée davantage sur la capacité (kW) effectivement prélevée aura en toute hypothèse un effet bénéfique pour le réseau car elle incitera le client flexible à lisser davantage son diagramme de prélèvement.

**18) Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevées par les questions listées ci-avant ?**

Nous observons dans certains pays l'émergence de plateformes collaboratives avec pour objet *Qui veut acheter les kWh que je n'ai pas pu autoconsommer ?*

Ces outils ont certainement une valeur ajoutée dans le marché de l'énergie et profitent à toute la chaîne (le prosommateur, l'aggrégateur et le client consommateur), mais ils font totalement fi de la connectivité du réseau et ne constituent dès lors en aucun cas une solution aux problèmes de congestions générés par un excédent local de production décentralisée. Il conviendra de réfléchir à la gouvernance de telles plateformes collaboratives afin d'éviter des situations ubuesques où des invitations à consommer en été et en plein midi ne résolvent pas les congestions locales générées par des productions photovoltaïques mais en occasionnent d'autres dans des zones pourvues de charges flexibles mais pas d'unités de productions photovoltaïques ! Le cadre règlementaire devra notamment prévoir que tout client désireux d'acheter de l'énergie via une telle plateforme collaborative soit réputé flexible, ce qui suppose des modalités d'échange d'information entre cette plateforme et le système d'information du gestionnaire du réseau de distribution.

- 19) BRUGEL pense que le FSP doit disposer d'une autorisation de fourniture des services de flexibilité aux clients. Cette autorisation est obtenue sous conditions équitables et non discriminatoires. Selon vous, quelles seraient les conditions (techniques et financières) à exiger pour l'octroi d'une autorisation pour la fourniture de services de flexibilité ?

En tant que facilitateur du marché neutre et indépendant, il ne nous appartient pas de répondre à cette question.

En tant que gestionnaire de réseau garant de la sécurité d'alimentation d'une part, en tant que gestionnaire des données de comptage d'autre part, il importe que le FSP respecte scrupuleusement les injonctions que nous sommes ou serons habilités à lui donner (respect des traffic lights, activations dans les limites fixées, respect scrupuleux du mandat du client,...). Le contrôle du respect ne pouvant qu'être réalisé a posteriori, nous serions désireux, en cas de manquements répétés avérés, que soient également prévus des mécanismes permettant, après avertissement, de retirer ou de suspendre l'autorisation si le FSP devait persister dans ses manquements.

- 20) Avec le développement des différents services (flexibilité, commercialisation de l'injection/prélèvement ou consommation/production), plusieurs acteurs commerciaux seront actifs sur le point d'accès (au marché et aux données), pensez-vous nécessaire d'établir une hiérarchie, sur le point d'accès, entre ces acteurs pour faciliter certains processus du marché (ex. déménagement) ? Si OUI, quelles seraient les mesures à mettre en oeuvre pour garantir l'équilibre des intérêts entre ces acteurs ?

Précisons tout d'abord que le Central Market System en cours d'élaboration au sein d'Atrias supportera la logique *head point / service delivery point* qui permettra à plusieurs acteurs commerciaux d'être simultanément actifs sur un même site raccordé au réseau, mais que le MIG 6 ne prévoit pas aujourd'hui de scénario d'interaction avec les FSP (voir aussi notre réponse à la question 21).

Le jour où un MIG Flex sera élaboré (voir aussi notre réponse à la question 17), il conviendra en effet de traiter les scénarios de déménagement, mais aussi les scénarios de drop, d'end-of-contract, de cut-off résidentiel lorsque plusieurs acteurs commerciaux sont simultanément actifs.

Nous n'avons à ce stade pas d'opinion tranchée sur le sujet mais, dans le cas d'un déménagement (scénario de marché le plus fréquent en Région de Bruxelles-Capitale), il nous semble opportun de rechercher le scénario le plus simple pour le client. Il nous semble dès lors préférable d'établir une hiérarchie entre services fournis (ex : conférer au fournisseur pour le prélèvement le rôle de fournisseur de service « principal ») et de prévoir une logique telle que le client ne doive prévenir que cet acteur « principal » lorsqu'il déménage, plutôt que tous les acteurs avec qui il a partie liée : cet acteur principal nous adresserait un message signalant le déménagement et nous en informerions automatiquement tous les autres acteurs commerciaux actifs sur le même site.

C'est en toute hypothèse un thème qui nécessitera une concertation sectorielle au sens large et nous recommandons de ne pas légiférer anticipativement dans ce domaine au-delà de la fixation de certains principes, notamment celui de la confidentialité à assurer vis-à-vis des différents acteurs commerciaux actifs sur un même site raccordé au réseau.

**21) ELIA développe un projet-pilote dénommé *Bidladder* avec pour objectif d'étendre la participation au marché de l'équilibrage (*balancing*), via les offres libres (*Free bids*), à des unités de type non CIPU :**

- a) Quelles sont selon vous les données que vous pourriez communiquer au gestionnaire du réseau de transport afin de permettre aux ressources flexibles raccordées sur votre réseau de participer au marché de l'équilibrage ?**
- b) Y a-t-il des activités associées au rôle de FDM pour lesquelles vous estimez être en mesure de gérer de manière plus efficace pour le marché que le gestionnaire du réseau de transport. Si oui, lesquelles et pourquoi ?**
- c) Comment estimez-vous que le cadre contractuel doit évoluer au niveau régional en vue de permettre aux ressources flexibles distribuées de participer plus activement à ce marché (cf. schéma 4.1 de la note de consultation d'ELIA) ?**

Avant de répondre à votre question, nous tenons à vous préciser que nous sommes déjà, conjointement avec nos collègues gestionnaires de réseau de distribution flamands et wallons, en pourparlers avec Elia sur le thème.

Nous sommes conscients :

- 1) des difficultés rencontrées par Elia à s'acquitter de sa mission de gestionnaire ultime de l'équilibre des systèmes dans le contexte actuel (impact accru des productions renouvelables intermittentes, déficit structurel de centrales back-up au sein de la zone de réglage, renforcement des liaisons transfrontalières encore en cours, problèmes récents observés sur le parc nucléaire français,...)**
- 2) du fait que le bid ladder permettra à Elia d'acheter des services de flexibilité de type R3 à moindre coût (système merit order) au bénéfice ultime de la collectivité**
- 3) du fait qu'un potentiel très important de flexibilité est encore inexploité sur les réseaux de distribution belges, y compris en Région de Bruxelles-Capitale.**

Dans ce contexte, nous avons la volonté de contribuer au succès de l'initiative d'Elia.

Mais nous souhaitons en même temps élargir le débat, poser les questions de fond, nous inscrire dans une perspective moyen – long terme et, dès à présent, identifier les conditions nécessaires pour que l'initiative à court terme d'Elia, ne constitue pas un frein par rapport aux objectifs à moyen et long terme que la Région de Bruxelles-Capitale doit souverainement pouvoir se fixer en matière de transition énergétique en déclinaison des Directives européennes.

Il est important de comprendre qu'il existe plusieurs utilisations sociétalement profitables de la flexibilité :

- a) Elia, en tant que FRP, vise l'équilibrage ultime du système énergétique sur la zone de réglage belge**
- b) En amont, le BRP, cumulant souvent le rôle de fournisseur d'énergie et de FSP, vise l'équilibre de son propre portefeuille, mais il est tout-à-fait envisageable et sans doute profitable de permettre à un BRP de recourir aux services de FSP tiers pour atteindre cet objectif d'équilibre ; il deviendrait dans cette hypothèse FRP**
- c) La flexibilité est sans doute l'outil le plus efficace pour optimiser l'intégration des productions décentralisées renouvelables intermittentes ; les modèles de marché actuels ne permettent pas vraiment de valoriser ce potentiel, mais la situation devra tôt ou tard évoluer au gré des**

objectifs de plus en plus ambitieux qu'il faudra se fixer en déclinaison de ceux annoncés aux horizon 2030, puis 2050 par la Commission européenne ; à cet égard, la suppression annoncée de la compensation constitue une première (petite) étape.

Il est important de comprendre qu'à l'heure actuelle la flexibilité disponible sur le réseau de distribution est capturée d'une part par les acteurs commerciaux intégrés pour leur propre profit et à l'insu de tous les autres acteurs et d'autre part par Elia via des produits commercialisés en toute transparence mais requérant certaines formes d'exclusivité.

Cette situation ne nous paraît pas optimale, certainement pas dans une perspective moyen et long terme où il faudra davantage composer avec l'intégration du renouvelable. Il faudra tôt ou tard faire évoluer le cadre réglementaire de telle sorte que tout client susceptible de commercialiser sa flexibilité puisse le faire alternativement au profit de différents FRP en fonction des besoins instantanés les plus critiques.

Nous sommes par ailleurs convaincus qu'à l'échelle de la zone de réglage belge, l'offre de flexibilité deviendra rapidement plus importante que la demande, certainement avec l'émergence de la flexibilité sur la basse tension (ce qui presuppose le placement de compteurs intelligents, notamment sur le segment des propriétaires de véhicules électriques). Cette grande liquidité signifie qu'il devrait toujours y avoir la possibilité de trouver, en cas de congestion locale du réseau, une flexibilité alternative pour résoudre des problèmes d'équilibrage global (pour un BRP, comme pour Elia).

Cela signifie surtout que, tendanciellement, le seul problème qu'il restera à résoudre est celui de l'utilisation optimale de la flexibilité disponible localement pour intégrer au mieux une part de production renouvelable locale sans cesse croissante !

Le modèle de marché actuel ne fournit pas de réponse par rapport à cet objectif mais il devra tôt ou tard s'adapter sauf à renoncer aux objectifs 2030 et 2050 de la Commission européenne.

Il est par ailleurs évident que le gestionnaire du réseau de distribution est par essence l'acteur central qui va permettre de rencontrer cet objectif d'intégration locale d'une part sans cesse croissante de production renouvelable et nous voulons dès aujourd'hui nous préparer à assumer cette responsabilité en contribuant aux objectifs spécifiques que la Région de Bruxelles-Capitale se fixera en la matière.

C'est à la lumière de ces considérations que vous devez interpréter de notre réponse.

S'agissant de la sous-question a),

- nous sommes disposés à fournir à Elia toutes les informations utiles pour l'acquittement de ses missions d'équilibrage ultime du système et nous travaillerons avec Elia en ce sens
- nous souhaitons toutefois d'une part comprendre en détail pourquoi ces informations sont utiles, notamment au niveau de granularité et de fréquence exigé par Elia et d'autre part clarifier au préalable les rôles et responsabilités en la matière (voir ci-après, le volet b) ; nous sommes disposés à consacrer le temps nécessaire à l'obtention de cette transparence
- il importe naturellement que les demandes d'Elia, qui évolueront certainement, soient analysées sous l'angle technico-économique et puissent le cas échéant être contournées via des *work-around*.

S'agissant de la sous question b),

Nous nous permettons de reformuler la question comme suit :

- 1) *Est-il légitime d'attribuer le rôle de FDM au gestionnaire du réseau de transport pour des points d'accès situés sur le réseau de la distribution ?*
- 2) *Des problèmes d'efficacité sont-ils davantage à craindre si le rôle de FDM est confié au gestionnaire du réseau de distribution ?*

La réponse à la question 1) ne pourrait être positive que si la flexibilité disponible sur le réseau de distribution devait exclusivement être réservée à des fins d'équilibrage ultime du système électrique global, activité relevant de la responsabilité d'Elia.

Mais vous aurez compris à la lecture du préambule que ce n'est pas notre analyse. L'objectif d'une intégration croissante de la production décentralisée renouvelable dans les réseaux de distribution nécessitera aussi de recourir à la flexibilité, de manière plus ciblée en tenant compte de chaque spécificité locale et nous sommes convaincus que cet objectif, totalement en dehors du champ des compétences d'Elia, deviendra tendanciellement beaucoup plus critique à relever que celui de l'équilibrage du système global en raison des perspectives favorables de liquidité de ce marché.

Nous estimons par ailleurs opportun de permettre aux BRP d'acheter des services de flexibilité provenant des réseaux de distribution via des FSP indépendants.

Il importe selon nous d'œuvrer à un cadre réglementaire qui puisse offrir à terme un *level playing field* pour le marché de la flexibilité quel que soit le FRP. Il importe par ailleurs que le gestionnaire du réseau de distribution puisse, certainement à moyen terme, avoir le dernier mot en matière d'utilisation de la flexibilité. C'est en toute hypothèse une condition sine qua non pour permettre à la Région de Bruxelles-Capitale de décliner librement les objectifs européens en matière d'intégration des énergies renouvelables. Dans cette perspective, nous estimons que les fonctionnalités du bid ladder devront à terme être ouvertes à différents FRP, pas exclusivement à Elia.

Enfin, il est important de comprendre que le gestionnaire du réseau de distribution a besoin des données détaillées d'activation afin :

- d'assurer sa mission de *meter data manager* sur le marché de la commodité (les mêmes données de comptage validées intervenant dans les deux marchés)
- d'opérer son réseau et notamment observer le comportement de ces utilisateurs, au profil de consommation potentiellement erratique, émettre des limitations voire intervenir en cas de problème (voir aussi notre réponse à la question 17).

Pour ces différentes raisons, nous ne voyons pas de légitimité à attribuer le rôle de FDM à ELIA pour des points d'accès situés sur le réseau de distribution.

S'agissant de la question 2), Elia est techniquement au moins aussi compétent que nous le sommes pour gérer les quelques centaines de clients flexibles actuellement actifs sur les produits de la réserve tertiaire, mais si l'ambition est d'étendre l'accès au marché de la flexibilité au plus grand nombre, Elia ne dispose d'aucune expérience.

Il est en effet important de comprendre que le rôle de FDM ne se limite pas à gérer des données de comptage et de les agréger. Le rôle de FDM consiste in fine à mettre à disposition des parties impactées par une activation (directement comme indirectement) toutes les données nécessaires aux arrangements financiers entre ces parties, tout en assurant la nécessaire confidentialité. Pour assumer cette mission, le FDM a donc également besoin d'un registre d'accès et d'un registre d'activation afin notamment d'identifier toutes les parties impactées par une activation particulière et d'historiser les évolutions de responsabilités dans le temps (au gré des changements d'URD, de fournisseurs d'énergie, de BRP et demain de FSP).

En outre, étant donné que les activations de flexibilité ont un impact sur les acteurs du marché de la commodité (impact sur l'équilibre du portefeuille du BRP source, transfert d'énergie entre le FSP et le fournisseur d'énergie), les registres d'accès des deux marché (flexibilité et fourniture d'énergie) doivent être gérés de manière cohérente et centralisée.

L'expérience que nous avons acquise grâce à notre rôle de Data Manager dans le marché de la commodité et à la rédaction ainsi qu'à la mise en œuvre de plusieurs versions MIG du modèle de marché nous permet d'affirmer que la partie la plus complexe à gérer est le registre d'accès ainsi que les scénarios de marché (partie Structuring). En effet, il faut pouvoir mettre en place des processus et des échanges d'informations permettant d'avoir à tout moment un registre d'accès correct et ce de manière automatisée, certainement si l'objectif est d'ouvrir le marché de la flexibilité au plus grand nombre et, de manière générale, seul un gestionnaire de réseau de distribution dispose de l'expérience requise pour traiter un marché impliquant des dizaines, voire des centaines de milliers de clients, ce qui devrait être la tendance à 10/15 ans pour le marché de la flexibilité dépendant de l'émergence du véhicule électrique.

A noter que ces fonctionnalités doivent également être partiellement ou totalement prévues pour les services de flexibilité infra quart-horaires (les services des réserves secondaires devraient en principe également nécessiter une correction de périmètre et un transfert d'énergie).

Les gestionnaires de réseau de distribution ont à présent initié la mise en œuvre d'une nouvelle version du modèle de marché, le MIG 6, qui sera supportée par une plateforme de communication fédérale (Central Market System) et qui propose plusieurs grandes avancées, notamment l'apparition de scénarios de marché impliquant le compteur intelligent.

Nous estimons toutefois encore plus décisive l'évolution permettant – par l'introduction des concepts de *head point* et de *service delivery point* – sur un même site de consommation, à plusieurs catégories d'acteurs commerciaux de fournir différents types de services.

Dès le MIG 6, des services seront désormais accessibles à des agrégateurs (i.e. afin de commercialiser les excédents d'énergies réinjectées par les prosumers) et à des ESCO (via les services du MIG TPDA).

Mais il est important de comprendre que le Central Market System intègre déjà la majorité des fonctionnalités qui permettraient d'implémenter un modèle de marché de la flexibilité et les processus afférents (très similaires aux processus de marché de la commodité avec la logique Structuring, Metering, Settlement), au bénéfice des FSP.

Enfin, à partir du moment où le rôle de FDM pour les points d'accès situés sur le réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale nous est attribué, il devrait découler, à l'instar de ce qui se fait aujourd'hui pour l'allocation, que certaines tâches nécessaires au settlement de la flexibilité (lorsque le FRP est Elia) devraient nous être confiées en amont de celles qui relèvent de la responsabilité d'Elia. Nous estimons en outre qu'à terme, ces tâches pourraient être synergisées avec celles nécessaires au settlement de la flexibilité initiées par d'autres FRP qu'Elia.

S'agissant de la sous-question c) et du cadre contractuel,

- nous sommes alignés avec les principes de base repris dans votre étude au § 5.2.3., notamment les principes 1 à 4.
- les autres prérequis pour une participation plus active des ressources flexibles distribuées (règlementaires, technologiques,...) ont été évoqués plus haut.

- 22) BRUGEL pense qu'il faut attribuer au GRD le rôle de facilitateur du marché de la flexibilité indépendant des parties commerciales (via la gestion des compteurs, des données de comptage de la flexibilité et des processus du marché qui en découlent). Selon vous, quelles seraient les mesures à mettre en œuvre pour garantir l'indépendance du GRD par rapport à tous les acteurs du marché et pour éviter les conflits d'intérêt ?**

Il n'y a à notre point de vue pas de mesure additionnelle à mettre en œuvre aujourd'hui. Notre indépendance est déjà consacrée dans les ordonnances. La question pourrait être posée le jour où nous nous verrions confié un rôle de FRP à des fins de résolution de congestions locales ou dans le cadre d'une mission sociétale d'intégration des énergies renouvelables. Mais, moyennant des dispositions simples (par exemple, la neutralisation effective de l'impact d'une activation par une activation opposée dans des zones non congestionnées, telle que proposée aux Pays-Bas), nous pouvons supprimer tout conflit d'intérêt vis-à-vis des BRP.

- 23) Avez-vous des remarques relatives à des aspects liés au thème abordé dans cette section et qui n'ont pas été soulevées par les questions listées ci-avant ?**

Non.



**BIJDRAGE VAN ELIA AAN DE PUBLIEKE CONSULTATIE GEORGANISEERD  
DOOR BRUGEL BETREFFENDE DE ONTWIKKELING VAN DE  
FLEXIBILITEITSMARKT IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST**

December 2016

## INHOUDSTAFEL

---

Introductie.....	3
1. Studie.....	4
1.1. Een adequaat Brussels wettelijk kader voor de ontwikkeling van de flexibiliteit .....	4
1.2. De toegang tot het DN voor elektriciteit vs de fysieke limieten van het net vs het gebruik door een DNB van de flexibiliteit die afkomstig is van de markt als aangeboden product.....	4
2. Vragenlijst .....	6
2.1. Beheer van de distributienetten.....	6
2.1.1. Beheer van de netten .....	6
2.2. Werking van de markt .....	6
2.2.1. Toegang tot de gegevens .....	6

## INTRODUCTIE

---

In de studie (20161014-13) betreffende de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna “de studie”) biedt BRUGEL de mogelijkheid aan de marktspelers om hun reacties op het geformuleerde voorstel over te maken. Ook het te implementeren reglementaire kader voor de goede werking van de flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (hierna “de vragenlijst”) wordt ter consultatie voorgelegd. Elia verwelkomt deze consultaties en is steeds bereid om onderstaande bijdrage meer in detail toe te lichten alsook constructief na te denken over enerzijds het reglementair kader en anderzijds de effectieve werkwijze.

Elia begrijpt de wil van BRUGEL om flexibiliteit in te bedden in het Brusselse regelgevend kader. Voor Elia is het echter van primordiaal belang dat alle marktspelers in de mogelijkheid gesteld worden om hun flexibiliteit te valoriseren ongeacht het spanningsniveau. Hierbij is een coherent regelgevend kader onontbeerlijk. Dit impliceert dat de gewesten en het federale niveau voor de nodige afstemming moeten zorgen. Hierbij dient, indien noodzakelijk, rekening gehouden te worden met de specifieke karakteristieken van elk gewest. Bij de uitwerking van het reglementair kader moet er dan ook omzichtig te werk worden gegaan teneinde de efficiënte marktwerking en aanverwante processen niet te verstoren.

Elia wenst BRUGEL ook te informeren over de reeds geleverde bijdragen aan diverse consultaties m.b.t. flexibiliteit die georganiseerd werden door VREG en CREG. Bepaalde elementen van deze bijdragen worden ook in het antwoord op deze consultatie opgenomen.

Verder verwijst Elia ook naar het werk dat werd geleverd m.b.t. de valorisatie van flexibiliteit in de markt en in het bijzonder flexibiliteit die niet afkomstig is van de CIPU-contracten via het pilootproject Bidladder. De consultaties, rapporten en verslagen van de werkgroepen m.b.t. het design van het Bidladder marktplatform zijn raadpleegbaar op onze website<sup>1</sup>.

Gelet op het feit dat bovenvermelde documenten reeds veel technische informatie bevatten, heeft Elia ervoor gekozen om deze niet volledig te herhalen en zich in deze consultatie toe te leggen om de punten die op Elia van toepassing zijn.

De opmerkingen en antwoorden die hieronder worden geformuleerd volgen de opbouw van de studie en de vragenlijst en kunnen als niet-confidentieel worden beschouwd.

---

<sup>1</sup> [http://www.elia.be/nl/users-group/Werkgroep-balancing/Task-Force\\_BidLadder](http://www.elia.be/nl/users-group/Werkgroep-balancing/Task-Force_BidLadder)

## 1. Studie

### 1.1. Een adequaat Brussels wettelijk kader voor de ontwikkeling van de flexibiliteit

Elia pleit voor een wettelijk kader dat coherent is met het kader dat op federaal en gewestelijk niveau wordt ontwikkeld. Het is immers noodzakelijk om definities te hanteren die dezelfde lading dekken op zowel federaal als gewestelijk niveau en moeten interpretatieverschillen vermeden worden.

Het opnemen van de **definitie van FRP** in het wettelijke kader is volgens Elia niet strikt noodzakelijk. Flexibiliteit zal altijd geactiveerd worden op vraag van een netbeheerder (dus ook Elia) of een BRP. Het definiëren van types flexibiliteit en de manier waarop deze verrekend wordt, kan beter worden overgelaten aan de marktpartijen gezien de grote diversiteit in de verschillende bronnen van flexibiliteit en gezien de grote en kort opeenvolgende evoluties in de ontwikkeling ervan.

Elia onderschrijft de **basisprincipes** zoals de CREG in haar studie 1459 naar voor schuift en waar ook naar wordt verwezen in de studie van BRUGEL. De principes die voorgesteld worden om op te nemen in de elektriciteitsordonnantie zijn echter verschillend van de principes voorgesteld door de CREG.

Elia stelt zich een vraag over het toepassingsgebied m.b.t. het **basisprincipe** dat "de distributienetbeheerder het aanbod van de nieuwe diensten moet coördineren en daarbij de veiligheid, de integriteit en de kwaliteit van de levering in het net garanderen". Op welke "nieuwe diensten" heeft dit betrekking en wat moet worden verstaan onder de "coördinerende rol" die aan de DNB wordt toegekend. Bovendien is in het kader van balancingsdiensten de coördinatie tussen Elia en de distributienetbeheerder van cruciaal belang om de veilige uitbating van het net te garanderen.

Zoals vermeld in de studie van de VREG dient de **marktfacilitator** de data-uitwisseling tussen de verschillende stakeholders faciliteren op een kostenefficiënte, snelle en veilige manier, en de toegang tot het net verzorgen. De **databeheerder** staat in voor de datacollectie, de validatie, de verwerking en het bijhouden van de data.

Ondanks het feit dat beide rollen door éénzelfde partij kunnen worden opgenomen dient er een onderscheid gemaakt worden tussen beide rollen gelet op de verschillende verantwoordelijkheden die deze met zich meebrengen.

### 1.2. De toegang tot het DN voor elektriciteit vs de fysieke limieten van het net vs het gebruik door een DNB van de flexibiliteit die afkomstig is van de markt als aangeboden product

Elia ondersteunt het feit dat men op het Brusselse niveau een algemene denkoefening wenst te starten over de gewenste evolutie van het beheer van het distributienet. Er dient immers goed nagedacht te worden over eventuele systemen zoals het "traffic light"-concept

en of dit de ideale oplossing kan zijn voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (en de andere gewesten). Elia is voorstander om naar een meer dynamisch beheer van het net te gaan ter vervanging van de huidige eerder statische aanpak.

## 2. Vragenlijst

Elia heeft zich gefocust op de vragen m.b.t. de werking van de markt vermits dit het domein is dat Elia het meest aanbelangt. Elia merkt echter dat bepaalde vragen eenzijdig geformuleerd zijn en aan een specifieke partij worden gericht.

### 2.1. Beheer van de distributienetten

#### 2.1.1. Beheer van de netten

##### Vraag 16:

Elia wenst te benadrukken dat de vraag om een prekwalificatieprocedure een expliciete vraag is geweest van de distributienetbeheerders opdat zij hun netten op een veilige en efficiënte manier zouden kunnen beheren. De distributienetbeheerders achten het noodzakelijk om technische vereisten te kunnen stellen aan de netgebruikers aangesloten op hun net om zo een veilige uitbating van hun net te kunnen verzekeren. Voor Elia is hier geen sprake van "discriminatie" maar is er via de prekwalificatieprocedure een procedure ontwikkeld waarbinnen de netgebruikers hun flexibiliteit kunnen valoriseren zonder de operationele werking van het distributienet in gevaar te brengen. Dit principe is werd ook opgenomen op Europees niveau in de Guideline on System Operations in art 182<sup>2</sup>.

### 2.2. Werking van de markt

#### 2.2.1. Toegang tot de gegevens

Allereerst wenst Elia te benadrukken dat de toegangspunten op het distributienet, de leveringspunten met submetering achter een distributie-toegangspunt of een gesloten distributienet aangesloten op het distributienet momenteel buiten de scope van het pilootproject BidLadder vallen, zoals beschreven in Elia's finaal design voorstel voor het pilootproject BidLadder<sup>3</sup>. Voor deze leveringspunten streeft Elia naar samenwerkingsmechanismen met de betrokken distributienetbeheerders.

##### Vraag 21 a)

Indien men de energieoverdracht wil operationaliseren en zoveel mogelijk marktspelers in de mogelijkheid wil stellen om hun flexibiliteit te valoriseren ongeacht het spanningsniveau is een efficiënte data uitwisseling van cruciaal belang. Zoals beschreven in het finaal design voorstel voor het pilootproject BidLadder, heeft Elia nood aan bepaalde gegevens

---

2

<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuideline%20final%28provisional%2904052016.pdf>

3 [http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Working-Group-Balancing/Task-Force-BidLadder/Finale\\_design nota\\_piloot\\_BidLadder\\_NL\\_track\\_change.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Working-Group-Balancing/Task-Force-BidLadder/Finale_design nota_piloot_BidLadder_NL_track_change.pdf)

(structurele data, metering data) om de activatiecontrole, de correctie van de evenwichtsperimeter en in het kader van de invulling van Flexibility Data Manager door Elia de financiële compensatie te faciliteren.

Indien de betrokken partijen zelf bepalen welke data er al dan niet wordt meegeleid, zal de deelname van middelen op het distributienet in het gedrang komen en kan er niet verzekerd worden dat de perimetercorrectie en de financiële compensatie gebaseerd zijn op correcte data.

#### **Vraag 21 b)**

De energieoverdracht en de bijhorende datastromen dienen op de meest efficiënte manier georganiseerd te worden. Dit impliceert dat gegevens op het "hoogste" niveau geaggregaat dienen te worden zodat een totaalbeeld op het niveau van de Belgische regelzone mogelijk is en de confidentialiteit zo goed mogelijk gewaarborgd wordt. Het is dus belangrijk om over een afdoend totaalbeeld beschikken om de gegevens per oorspronkelijke BRP of per leverancier te kunnen samenvoegen op basis van gegevens die afkomstig zijn van leveringspunten aangesloten op distributie- en transmissienet.

Om voor de marktspelers de energieoverdracht mogelijk te maken en voor een efficiënte uitvoering van processen die verband houden met Elia's verantwoordelijkheden m.b.t. de correctie van de perimeter, haar verantwoordelijkheid als aankoper van flexibiliteit en bijhorende controles van de aangekochte/geactiveerde flexibiliteit dient Elia over kwartiergegevens per betrokken leveringspunten te beschikken.

Elia wil, voor wat betreft de deelname van leveringspunten aangesloten op het distributienet, bij het opzetten van een gemeenschappelijke centrale datahub bij voorkeur samenwerken met de distributienetbeheerders alsook samen de nodige samenwerkingsregels opstellen.

Verder onderschrijft Elia de invulling van de rol als databeheerder en de bijhorende gegevensuitwisseling zoals beschreven in de studie van de CREG (randnummers 108 & 109). Elia ontwikkelt momenteel deze gegevensuitwisseling in het kader van haar pilootproject BidLadder voor de leveringspunten binnen de gedefinieerde scope, zoals beschreven in het finaal design voorstel voor het pilootproject BidLadder.

#### **Vraag 21 c)**

Het schema waar naar wordt verwezen in de vragenlijst heeft betrekking op het contractueel kader op het Elia-net en is geen voorstel voor het contractueel kader op distributienet.

Dus alvorens de vraag te stellen hoe het contractueel kader voor leveringspunten op distributieniveau zou moeten evolueren, is het belangrijk om het contractueel kader eerst vast te leggen waaronder ook de prekwalificatieprocedure valt. Dit dient te gebeuren in coherentie met de andere gewesten en uiteraard in samenspraak met de distributienetbeheerders.

**Antwoord van Febeliec met betrekking tot de publieke consultatie van BRUGEL over het te implementeren reglementaire kader voor de goede werking van de flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest**

Met betrekking tot de publieke consultatie van BRUGEL over het te implementeren reglementaire kader voor de goede werking van de flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest wenst Febeliec een aantal algemene opmerkingen te formuleren.

Febeliec verwelkomt de actie ondernomen door BRUGEL naar aanleiding van de studie van en de acties ondernomen door de CREG met betrekking tot het faciliteren van flexibiliteitsmiddelen op het federaal niveau, met inbegrip van de introductie van een model voor flexibiliteit. Als algemene opmerking wenst Febeliec te benadrukken dat zij voorstander is van een geharmoniseerde (of op zijn minste compatibele) aanpak op het federale alsook elk van de gewestelijke niveaus, teneinde geen bijkomende regulatoire of legale barrière te creëren voor de ontwikkeling van flexibiliteitsmiddelen, daar het belang hiervan naar de toekomst enkel nog zal toenemen. Het stimuleren van flexibiliteit zal leiden tot een grotere aanbod en dus een betere concurrentie, wat uiteindelijk zal resulteren in zo laag mogelijke systeemkosten voor alle eindgebruikers.

**Deel I: Bescherming van de klanten**

Met betrekking tot toegang tot de markt is het voor Febeliec heel belangrijk dat elke eindgebruiker het recht heeft zijn flexibiliteit te valoriseren, en dit via een flexibiliteitsdienstverlener (FSP) van zijn keuze (dus niet noodzakelijk zijn leverancier). Dit vereist, naast natuurlijk toegang tot een slimme meter die toelaat het verbruik op elk moment vast te stellen, ook een oplossing voor de Transfer of energy en de overdracht van evenwichtsverantwoordelijkheid tussen de balancing responsible party (BRP/ARP in België) van de leverancier en deze van de FSP. Enkel door toe te laten dat eindgebruikers via een partij naar keuze toegang kunnen krijgen tot de markten waar zij hun flexibiliteit kunnen aanbieden (gaande van de balancing over de intraday tot de day-ahead en zelfs de forward markten), zal er voldoende concurrentie kunnen ontstaan en innovatieve aanbiedingen zullen worden uitgewerkt door nieuwe partijen, zoals bijvoorbeeld aggregatoren. Evenwel is het belangrijk voor Febeliec dat elke eindgebruiker, en zeker de industriële eindgebruikers die meestal een vrij groot verbruik hebben, ook rechtstreeks, zonder tussenkomst van een derde partij als FSP, hun flexibiliteit kunnen aanbieden op de vooroemde markten.

Commerciële flexibiliteitsaanbiedingen moeten bij voorkeur begrijpelijk zijn en mogen natuurlijk vergelijkbaar zijn, maar essentieel is vooral dat ze toelaten dat de verschillende bronnen van flexibiliteit hun weg naar de markt vinden; bijgevolg mogen er niet enkel standaardoplossingen ontstaan die elke andere vorm van flexibiliteit onmogelijk maken, opdat innovatieve en op maat gemaakte oplossingen zouden kunnen worden uitgewerkt. Qua tarifaire maatregelen is het ook belangrijk erover te waken dat het aanbieden en activeren van flexibiliteit in het kader van het verlenen van diensten aan netbeheerders (bijvoorbeeld voor balancing of congestiebeheer) niet leidt tot de penalisatie van de aanbieders hiervan en deze effecten dus geneutraliseerd worden (conform ook met de methodologie toegepast door de CREG en Elia om de impact op pieken en dus piektarieven te neutraliseren indien geactiveerd voor net- of systeemondersteunende doeleinden).

## **Deel II: Beheer van de distributienetten**

Febeliec ondersteunt de visie dat er voor het beheer en de uitbouw van de distributienetten rekening moet worden gehouden met het potentieel van vraagbeheer, teneinde onnuttige en/of onderbenutte dure netinvesteringen te vermijden. Essentieel hiervoor is vooreerst de uitrol van slimme meters voor alle gebruikers, of op zijn minst voor deze die dergelijke meter wensen en/of hun flexibiliteit wensen aan te bieden alsook voor alle prosumenten en elke nieuw te installeren meter. Enkel met een degelijk oog op de punctuele en gelijktijdige injectie en afname op elk punt zal een intelligente en net-rationele uitbouw van de distributienetten mogelijk worden. Febeliec is a priori voorstander van een kosten/batenanalyse voor de uitrol van investeringen, maar wenst toch haar voorbehoud te formuleren met betrekking tot dergelijke analyses voor maatregelen voor vraagbeheer, omdat het recht op het valoriseren van de flexibiliteit van een eindgebruiker centraal moet staan, wat ook ondersteund wordt in de visie van de Europese Commissie in haar recente Winter Package, nog losstaand van het feit dat deze flexibiliteit naar de toekomst toe noodzakelijk zal zijn om het elektriciteitsysteem te kunnen beheren en in stand te houden. Een gefaseerde aanpak is misschien noodzakelijk, zeker ook gelinkt aan de uitrol van slimme meters, maar maatregelen en een kader voor flexibiliteit moeten zo snel mogelijk worden uitgewerkt, zeker ook voor deze (professionele) distributienetgebruikers die reeds slimme meters (AMRs, MMRs) hebben en dus hun flexibiliteit zouden kunnen vermarkten.

Met betrekking tot de vraag van BRUGEL ten aanzien van de toelating voor DNBs om in opslagmiddelen te investeren is Febeliec van mening dat dergelijke investeringen moeten overgelaten worden aan commerciële spelers, onderworpen aan een concurrentiële markt, om de (flexibiliteits)markt niet te verstoren en bovendien ook toe te laten dat deze assets ook zouden kunnen aangewend worden voor andere doeleinden dan deze voor het beheer van het net (bijvoorbeeld ook voor arbitrage in de day-ahead of intraday markten). Febeliec is van mening dat dergelijke aanpak zal leiden tot een betere business case voor deze assets, en indien dergelijke business case voor commerciële spelers niet zou bestaan, zij nog slechter zou zijn voor DNBs die slechts een beperkter gebruik van deze assets zouden kunnen maken (door unbundling voorwaarden). Dit belet echter niet dat DNBs flexibiliteit van dergelijke assets op een vrije markt zouden kunnen betrekken om aan hun flexibiliteitsbehoeften te voldoen.

Met betrekking tot prekwalificatie is Febeliec van mening dat er in deze geen discriminatie zou mogen optreden en dat enkel tijdelijk en voor redenen van netstabiliteit, te verhelpen door een verdere of betere uitbouw of beheer van het distributienet, een beperking of verschillende prekwalificatie kan worden opgelegd.

Met betrekking tot een traffic light aanpak door DNBs is Febeliec van mening dat, indien correct en voldoende onderbouwd en onderhevig aan tijdelijkheid in functie van toekomstige investeringen in het net of het beheer daarvan, dergelijke aanpak geoorloofd kan zijn. Evenwel is het belangrijk op te merken dat de impact van flexibiliteit voortkomende uit productie, uit storage of uit vraagbeheer heel anders kan zijn (een verhoging van productie kan bijvoorbeeld niet mogelijk zijn omwille van netbeperkingen maar een verlaging van de vraag met eenzelfde impact mogelijk wel) en dat er dus in deze aanpak moet rekening worden gehouden met de specifieke capaciteiten van elke bron van flexibiliteit.

## **Deel III Werking van de markt**

Febeliec stelt vast dat BRUGEL van mening is dat een FSP over een toelating moet beschikken om flexibiliteitdiensten aan klanten te leveren. Waar Febeliec dit mogelijk nog kan begrijpen om deze klanten te beschermen, is Febeliec echter ten stelligste van mening dat dit geen bijkomende belemmering mag betekenen voor de ontwikkeling en de concurrentie op de flexibiliteitsmarkt. Bovendien wil Febeliec toch benadrukken dat dit niet van toepassing kan/mag zijn indien een eindgebruiker beslist om zelf rechtstreeks zijn flexibiliteit aan te bieden (bijvoorbeeld door een industriële gebruiker), waarbij deze de facto de rol van FSP op zich neemt. Dit zou zeker een belemmering van de markt en de concurrentie betekenen en dergelijke vereiste, los van de prekwalificatie van de flexibiliteit van deze eindgebruiker door een netbeheerder indien deze voor netondersteunende diensten wordt aangewend, moet dus expliciet worden uitgesloten.

Met betrekking tot de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt en bijvoorbeeld de ontwikkeling van het Bidladder project van Elia, is het voor Febeliec belangrijk dat gegevensuitwisseling geen belemmering creëert ten aanzien van de deelname van flexibiliteitsbronnen op distributieniveau. Febeliec heet geen specifieke vereisten voor een Flexibility Data Manager andere dan dat deze onafhankelijk en onpartijdig moet zijn opdat er een gedegen vertrouwen in deze partij en de uitoefening van haar FDM-functie kan zijn en deze bijgevolg zelf geen flexibiliteitdiensten mag aanbieden. Dit wil zeggen dat indien deze rol zou worden toegewezen aan een DNB, deze niet zelf ook nog flexibiliteitdiensten mag ontwikkelen, maar dit aan de markt moet overlaten.

