

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

ADVIES op eigen initiatief (BRUGEL- ADVIES-20221108-354)

met betrekking tot:

- de integratie in het net van laadpalen van particulieren voor elektrische voertuigen
- en
- de toegang tot, de deelname aan en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten op het laagspanningsdistributienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

Opgesteld op basis van artikel 30 bis van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

08/11/2022

Inhoudsopgave

1.	Lijst van de afkortingen.....	4
2	Samengevat.....	5
3	Rechtsgrondslag en methode.....	10
4	Aandachtspunten en doelstellingen	11
5	Leidende beginselen.....	13
6	Integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen.....	16
6.1	Aansluiting van laadpalen buiten de openbare weg en voor privégebruik.....	16
6.1.1	Verklaring van aanwezigheid van een laadpaal.....	16
6.1.2	Standaardisering van de aansluitingsschema's van de laadpalen van particulieren	17
6.1.3	Laadinstallaties stroomafwaarts van de collectieve aansluitingen	18
6.1.4	Weigering van de aanvraag tot aansluiting	19
6.2	Beheer van oplaaddiensten op het toegangspunt.....	20
6.2.1	Activering van de diensten verbonden met de laadpaal (opladen en flexibiliteit).....	20
6.2.2	Beheer van de toestemmingen van de DNG's voor de activering van diensten op het toegangspunt.....	21
6.3	Congestiebeheer	22
6.3.1	Reacties van de DNG's op de tariefsignalen.....	22
6.3.2	Communicatie van de DNB over de staat van het netwerk.....	23
6.3.3	Curatieve acties van de DNB via de beperking van de capaciteit van de laadpaal	23
6.4	Compensatiemechanisme door de DNB	24
7	Integratie van de flexibiliteit in het Asset Management.....	25
8	Implementatie van slimme netten	26
9	Markttoegang	27
9.1	Maatregelen ter vereenvoudiging van de toegangsprocedures.....	28
9.2	Tarifaire maatregelen	28
9.3	Maatregelen ter bescherming van de consumenten.....	30
10	Coördinatie tussen marktspelers.....	31
10.1	Coördinatie tussen netbeheerders.....	31
10.2	Coördinatie tussen netbeheerders en marktspelers.....	32
10.3	Overleg tussen regulatoren en marktspelers.....	32
11	Bijlagen:.....	33
11.1	Studies in opdracht van BRUGEL over de flexibiliteitsmarkt.....	33
11.1.1	VITO-studie: Analyse van het kader van de flexibiliteitsmarkt.....	33
11.1.2	Studie Deplasse & partners: Definitie van een compensatiemechanisme door de DNB	33
11.2	Raadplegingsverslag	33
11.2.1	Betreffende het toepassingsgebied van dit advies.....	34
11.2.2	Betreffende de raadplegingsprocedure.....	35
11.2.3	Betreffende de leidende beginselen van BRUGEL	35

11.2.4	Betreffende de voorstellen ter regulering van de vraag en het gebruik van netcapaciteit	37
11.2.5	Betreffende de voorstellen om de toegang tot de flexibiliteitsmarkt te vergemakkelijken	38
11.3	Ontvangen reacties in het kader van de openbare raadpleging.....	41

I. Lijst van de afkortingen

AM	- Asset Management
BRP	- Balancing Responsible Party (evenwichtsverantwoordelijke)
EC	- Europese Commissie
DA	- Day-Ahead
FORBEG	- Forum van Belgische Regulators voor Elektriciteit en Gas
FRP	- Flexibility requesting party (aanvrager van flexibiteitsdiensten)
FSP	- Flexibility service provider (aanbieder van flexibiteitsdiensten)
DNB	- Distributienetbeheerder
TNB	- Transmissienetbeheerder
GTNB	- Gewestelijke transmissienetbeheerder
ID	- Intraday
kVA	- kilovolt-ampère
kW	- kilowatt
MIG	- Message Implementation Guide
MW	- megawatt
TR	- Technisch reglement
TRDN	- Technisch reglement voor het distributienet
TRGTN	- Technisch reglement voor het gewestelijk transmissienet
DNG	- Distributienetgebruiker

2 Samengevat

Een van de strategische doelen van BRUGEL is "de transitie naar een koolstofarme samenleving versnellen, door het gebruik van hernieuwbare energiebronnen te bevorderen en de stromen efficiënt te beheren". Bovendien waakt BRUGEL er in het kader van haar bevoegdheden over dat de energietransitie inclusief is voor iedereen, ongeacht het verbruikersprofiel.

In overeenstemming met deze doelstellingen, stelt BRUGEL in dit ontwerpadvies een reeks hervormingen voor om een oordeelkundige integratie van de nieuwe elektrische laadpunten - hoofdzakelijk laadpalen voor elektrische voertuigen - in het net mogelijk te maken en om de toegang tot de flexibiliteitsmarkt voor de distributienetgebruikers (DNG's) te deblokken of zelfs te vergemakkelijken door middel van tarifaire steunmaatregelen - na voorafgaande juridische en economische evaluaties - en door het opheffen van de vastgestelde belemmeringen. Over de eerste versie van dit advies heeft een beperkte raadpleging van diverse belanghebbenden plaatsgevonden; vervolgens werd het advies in een tweede versie ter openbare raadpleging voorgelegd tussen 13 juni 2022 en 15 juli 2022.

In haar denkoefening heeft BRUGEL eerst de gebruiksvormen geïdentificeerd die op middellange termijn problematisch kunnen zijn. Het gaat in eerste instantie over het laden van elektrische voertuigen. In een tweede fase moet ook de elektrificatie van verwarmingstoestellen, zoals warmtepompen, een rol spelen bij de integratie van nieuwe toepassingen in het netwerk. Rekening houdend met de opmerkingen en suggesties die tijdens de beperkte raadpleging van de belanghebbenden werden ontvangen, heeft BRUGEL beslist om zich eerst te concentreren op de omkadering van de laadpalen voor elektrische voertuigen, rekening houdend met het feit dat verschillende van de voorgestelde maatregelen van toepassing zijn in aanwezigheid van andere belastingen op het net.

Om de vastgestelde problemen adequaat aan te pakken, beveelt BRUGEL aan om eerst en vooral op deze twee niveaus actie te ondernemen:

- **Op het niveau van de ontwikkeling van de netwerken:** BRUGEL is van mening dat het succes van de energietransitie gepaard moet gaan met de ontwikkeling van slimme netten die in staat zijn nieuwe paradigma's in het beheer van de stromen toe te passen, met een reactievermogen dat is aangepast aan de eisen en de dynamiek van de elektriciteitsmarkt;
- **Op het niveau van de markt:** BRUGEL is van mening dat het voor het welslagen van de energietransitie van essentieel belang is om een zo groot mogelijk aantal DNG's in staat te stellen, met name door belemmeringen weg te nemen en oordeelkundige en doeltreffende stimulansen toe te passen, bij te dragen tot de stabiliteit van het elektriciteitssysteem en de ontwikkeling van nieuwe energiediensten.

In een geest van anticipatie en met inachtneming van het voorzorgsbeginsel beveelt BRUGEL een **vroegtijdige, proportionele, doelgerichte en geleidelijke regulering aan om deze nieuwe uitdagingen het hoofd te bieden**. Daartoe stelt BRUGEL voor een geheel van regelgevende en tarifaire instrumenten in te voeren die kunnen worden ingesteld en aangepast naargelang van de evolutie van de vereisten inzake de gewestelijke distributie- en transmissienetten.

Meer bepaald stelt BRUGEL in dit ontwerpadvies de volgende hervormingen voor:

1. Implementatie van slimme netten

Om de integratie van nieuwe gebruiksvormen - laadpalen in het bijzonder - in het elektriciteitsnet te garanderen, stelt BRUGEL voor om nieuwe bepalingen op te nemen in het TRDN en in het Technisch reglement voor het gewestelijk transmissienet (TRGTN) waarin de rechten en plichten van de netbeheerders worden gespecificeerd, met name met betrekking tot hun beleid inzake Asset Management (AM) en de ontwikkeling van het "Smart Grid" (zie onderstaande tabel). Bovendien stelt BRUGEL voor om, in het kader van de nieuwe tariefmethodologie 2025-2029, stimuleringsmechanismen te onderzoeken voor de realisatie van "Smart Grid"-investeringen en de deelname van de DNB aan proefprojecten en studies inzake onderzoek en ontwikkeling die de energietransitie bevorderen.

2. Integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen

Om de laadpalen voor elektrische voertuigen op oordeelkundige en harmonieuze wijze te integreren, stelt BRUGEL voor om in het Technisch reglement voor het distributienet (TRDN) een verplichting voor de distributienetbeheerder (DNB) op te nemen om een specifiek technisch voorschrift op te stellen met de modaliteiten en aansluitingsschema's van deze laadpalen (zie onderstaande tabel). BRUGEL stelt ook voor nieuwe regelgevende instrumenten in te voeren, zoals het detailonderzoek en de capaciteitsreservering, om de DNG's in staat te stellen hun capaciteitsaanvraag beter af te stemmen op de reële behoeften voor hun laadpalen. BRUGEL stelt eveneens voor dat de DNB, onder objectieve, transparante en niet-discriminerende voorwaarden, gebruik kan maken van zijn recht om een beperking door te voeren van de capaciteit die beschikbaar wordt gesteld op een circuit specifiek voor de laadpaal. Om de DNB ertoe aan te zetten deze voorwaarden na te leven, stelt BRUGEL aan de Regering voor een compensatiemechanisme in te stellen ten voordele van de betrokken DNG's. Een dergelijk mechanisme vereist, volgens de nieuwe bepalingen van de Elektriciteitsordonnantie ¹, een regeringsbeslissing.

3. Integratie van de flexibiliteit in het Asset Management

Het huidige beleid inzake Asset Management, dat hoofdzakelijk gebaseerd is op het concept "fit and forget", moet evolueren om rekening te houden met de komst van nieuwe elektrische belastingen en om investeringen in intelligentie of het gebruik van flexibiliteitsdiensten in overweging te nemen en te bevorderen.

4. Markttoegang

Ter aanvulling van het regelgevend kader vaardigt BRUGEL een reeks aanbevelingen en richtsnoeren uit om de effectieve deelname van DNG's aan de nieuwe flexibiliteitsdiensten mogelijk te maken. Met het oog hierop stelt BRUGEL voor om de invoering van nieuwe tarieven voor deze nieuwe gebruiksvormen te onderzoeken in het kader van de nieuwe tariefmethodologie 2025-2029. Bovendien is BRUGEL van mening dat het nuttig zou zijn om tijdens een overgangperiode en op een degressieve manier steunmaatregelen van het tarifaire type te overwegen, door tariefverminderingen voor te stellen voor diensten die de

¹ Artikel 32 bepaalt dat "In geval van een beslissing van de netbeheerder tot weigering of begrenzing van de geleverde stroom voor het opladen van een elektrisch voertuig of tot weigering of begrenzing van de opnieuw geïnjecteerde stroom bij het ontladen van een elektrisch voertuig, dat in strijd is met de voorwaarden bepaald in het technisch reglement, wordt de schade veroorzaakt door deze beslissing aan de eindafnemer vergoed door de netbeheerder volgens de modaliteiten bepaald door de Regering, in navolging van het advies van Brugel"

energietransitie bevorderen en bijdragen tot de stabiliteit van het elektriciteitssysteem ten voordele van alle DNG's. Deze voorstellen zullen vooraf worden onderworpen aan juridische en economische haalbaarheidsbeoordelingen en openbare raadplegingen in het kader van de voorbereiding van de nieuwe tariefmethodologie.

Wat de maatregelen ten gunste van kwetsbare afnemers betreft, roept BRUGEL elke entiteit die bevoegd is op om werk te maken van een conceptuele segmentering van de kwetsbare afnemers, waarbij onder meer rekening wordt gehouden met de graad van onzekerheid en de digitale kloof en de energiekloof. BRUGEL beveelt aan hen op te splitsen per categorie om concrete maatregelen beter op hen af te kunnen stemmen. Daarbij wordt gedacht aan maatregelen zoals het ter beschikking stellen van gedetailleerde inlichtingen, eventueel via webapplicaties of systemen om gegevens op te roepen, en ervoor zorgen dat zij een persoonlijk contact ter beschikking hebben om hen te helpen bij de keuze van hun contracten of flexibiliteitsdiensten en -uitrusting. Om de eindafnemers, en in het bijzonder de kwetsbare afnemers, te beschermen tegen risicovolle energieproducten, pleit BRUGEL voor de invoering, door de commerciële spelers, van een vragenlijst om het risicoprofiel te identificeren van (kandidaat-)afnemers die op producten intekenen, naar het voorbeeld van de praktijk die in de banksector wordt toegepast.

5. Coördinatie tussen marktspelers

Gezien de steeds belangrijker wordende interacties op alle niveaus van de waardeketen van de energiemarkt, acht BRUGEL het van essentieel belang een transparant coördinatiekader op te zetten:

- Wat de coördinatie tussen de DNB en de GTNB betreft, is BRUGEL van mening dat zij gezamenlijke studies zouden moeten uitvoeren over realistische scenario's voor de integratie van elektrische voertuigen en elektrische verwarmingstoestellen. In dit perspectief zijn zij verplicht relevante informatie over deze nieuwe gebruiksvormen uit te wisselen en hun beleid inzake Asset Management aan te passen om rekening te houden met deze gebruiksvormen en het flexibiliteitspotentieel ervan. Bovendien moeten de DNB en de TNB ernaar streven mechanismen in te voeren ter bevordering van de uitwisseling van gegevens binnen de markt en ter beperking van opportunistische praktijken van commerciële spelers die schadelijk zijn voor het elektriciteitssysteem (*gaming*).
- Wat de samenwerking tussen de netbeheerders (DNB's en TNB's) enerzijds en de commerciële spelers (leveranciers en aggregatoren) anderzijds betreft, acht BRUGEL het van essentieel belang om te evolueren richting een harmonisatie van de praktijken tussen de drie gewesten op het vlak van gegevensuitwisseling en prekwificatie van producten en installaties van DNG's. BRUGEL is van mening dat een dergelijke samenwerking ook gericht moet zijn op de harmonisatie van de tariefstructuren om te zorgen voor samenhang in de tarifiering van DNG's (bijvoorbeeld piekvraag);
- Met betrekking tot het overleg tussen regulatoren en marktspelers (DNB's, TNB's, leveranciers, aggregatoren, belangenverenigingen van klanten) is BRUGEL van mening dat, gezien de koppeling van de klein- en de groothandelsmarkten, FORBEG een steeds centralere rol zal moeten spelen in de uitwisselingen tussen de regulatoren, de marktspelers en de netoperatoren. Om FORBEG in staat te stellen deze rol ten volle te spelen, meent BRUGEL dat het forum de nodige middelen moet krijgen, met inbegrip van de mogelijkheid van een formeel statuut, in overeenstemming met het gewestelijke en federale wettelijke kader.

Hieronder volgt een samenvatting van de belangrijkste acties gericht op de integratie van elektrische voertuigen en de toegang tot de flexibiliteitsmarkt voor afnemers die op het distributienet zijn aangesloten:

Samenvatting van de acties ter bevordering van de integratie van laadpalen voor elektrische voertuigen en de toegang tot de flexibiliteitsmarkt			
	Betrokken partij	ACTIES	Timing:
Beheer van het net	DNB	Een SmartGrid routeplan opstellen	Voor 1/1/2024
	DNB/GTNB	Het beleid inzake Asset Management aanpassen zodat het ook rekening houdt met de flexibiliteitsdiensten en de aansluiting van nieuwe gebruikers Coördinatie van het investeringsbeleid en het beleid inzake het beheer van de activeringen van flexibiliteitsdiensten	Na het in werking treden van het nieuwe RT
	BRUGEL	Vaststelling van een tariefstimuleringsmechanisme voor de uitvoering van het SmartGrid	Voor 1/1/2025
Aangifte van de laadpaal en de gevallen bedoeld in artikel 26 octies §2 van de Elektriciteitsordonnantie	DNG	Aangifte doen van de aanwezigheid van een laadpaal/elektrisch voertuig of elk ander geval bedoeld in artikel 26 octies §2, op straffe van betaling van de verplaatsingskosten van de DNB	Na het in werking treden van het nieuwe RT
	DNB	Bepalen hoe de informatie over de laadpaal wordt verzameld en geregistreerd	
Aansluiting van laadpalen	DNB	Vaststelling van een specifiek voorschrift voor de aansluiting van de laadpalen	Voor 1/1/2024
Verslaggeving naar BRUGEL	DNB	Een periodieke verslaggeving vastleggen betreffende het beheer van de laadpalen	Na het in werking treden van het nieuwe RT
Nieuwe tarieven	BRUGEL	De periodieke en niet-periodieke tarieven vastleggen in het kader van de nieuwe tariefmethodologie	Voor 1/1/2025
Beheer van de toestemmingen	Commerciële actor	De toestemming van de afnemers krijgen om hun meetgegevens te communiceren wanneer zij om activering van een op het toegangspunt beschikbare dienst verzoeken.	Na het in werking treden van het nieuwe RT

Vergoedingsmechanisme voor toegangsbeperking	DNB	Nagaan of alle verzoeken van de commerciële actor de instemming van de betrokken afnemers hebben gekregen.	Na het in werking treden van het nieuwe RT
	BRUGEL	Vaststelling van de voorwaarden voor de beperking van de toegang tot het net door de DNB	Bij de grondige revisie van het RT
Vergoedingsmechanisme voor toegangsbeperking	Regering	Een vergoedingsregeling opstellen	Na de inwerkingtreding van het besluit
Toegangsbeheer	DNB	De marktprocessen voor het beheer van meerdere diensten en meerdere spelers op één toegangspunt vaststellen	Voor 1/1/2024
	BRUGEL	Geen prekwificatie van de installaties van DNG's (P<56kVA) voor deelname aan de flexibiliteitsdiensten (maar de DNB moet ervan op de hoogte worden gebracht indien de DNG's behoren tot de gevallen bedoeld in artikel 26octies van de elektriciteitsordonnantie).	Na het in werking treden van het nieuwe RT
Tarifaire maatregelen	BRUGEL	Periodieke en niet-periodieke tarieven vastleggen om de energietransitie te bevorderen in het kader van de nieuwe tariefmethodologie	Voor 1/1/2025
Maatregelen ter bescherming van de consumenten	Bevoegde autoriteiten en operatoren	Onderzoek van de economische en sociale maatregelen, in het bijzonder voor kwetsbare afnemers	/

3 Rechtsgrondslag en methode

De ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, waarvan artikel 30 bis, §2 als volgt luidt:

"[...] BRUGEL wordt bekleed met een opdracht tot verlening van advies aan de overheid over de organisatie en de werking van de gewestelijke energiemarkt enerzijds, en met een algemene opdracht van toezicht op en controle van de toepassing van de hiermee verband houdende ordonnanties en besluiten anderzijds.

BRUGEL is belast met volgende opdrachten: [...]

*2° op eigen initiatief of op vraag van de Minister of de Regering, **het uitvoeren van onderzoeken en studies of het geven van adviezen**, betreffende de elektriciteits- en gasmarkt; [...]*

*4° **voorstellen doen aan de Regering tot aanpassing van de technische reglementen** binnen de grenzen en in de voorwaarden voorzien in artikel 9ter, en een controle uitoefenen op de toepassing ervan; [...]*

*22° **de toegang tot, de deelname en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten faciliteren;***

*23° **waken over de correcte toepassing van de tarieven** voor de gas- en elektriciteitsdistributie **die ze heeft goedgekeurd** door de distributienetbeheerder en de leveranciers, overeenkomstig de bepalingen van afdeling II quater van deze ordonnantie en van hoofdstuk III bis van de ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest." (Eigen markering).*

In het licht van het voorgaande stelt BRUGEL in dit advies hervormingen van de regelgeving en de tarieven voor:

- enerzijds, voor de **integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen**, en
- anderzijds om **de toegang tot, de deelname aan en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten** voor gebruikers van het Brusselse elektriciteitsnet te vergemakkelijken.

Dit document werd ter openbare raadpleging voorgelegd van 13 juni 2022 tot 15 juli 2022. Voorafgaand aan deze openbare raadpleging heeft BRUGEL een ontwerp voor hervorming voor beperkte raadpleging voorgelegd aan de belangrijkste marktspelers om hun mening te vernemen over de relevantie, de samenhang, de volledigheid en de haalbaarheid van de voorgestelde instrumenten in het licht van de beperkingen van de markt en de beoogde doelen. Dit advies houdt rekening met de opmerkingen en suggesties die deze spelers hebben geformuleerd.

4 Aandachtspunten en doelstellingen

De context van de elektriciteitsmarkt is de laatste tijd steeds sneller aan het veranderen, aangedreven door de acties van de Europese, Belgische en gewestelijke overheden om hun doelstelling van koolstofneutraliteit tegen 2050 te bereiken².

De elektriciteitsnetten, die zijn ontworpen op basis van paradigma's van vóór de energietransitie, zijn echter niet langer afgestemd op de oplossingen om de doelstellingen voor 2050 te halen. Deze oplossingen variëren van de uitstap uit fossiele brandstoffen door de opwekking van hernieuwbare energie, groene mobiliteit en de elektrificatie van verwarmingstoestellen.

De implementatie van deze oplossingen stelt de elektriciteitsmarkt en het elektriciteitssysteem als geheel voor aanzienlijke uitdagingen, waaronder:

- **Vraagzijde (verbruik):**

Uit de momenteel beschikbare prognoses inzake de nieuwe gebruiksvormen (voornamelijk elektrische voertuigen, stationaire batterijen, warmtepompen en elektrische verwarming) blijkt dat we in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest voor twee grote uitdagingen staan:

- **Wat betreft de elektrische voertuigen:** de netbeheerders hebben de overbelasting, in stroombehoefte, van het distributienet geraamd op 5 tot 15% tegen 2030³; Volgens SIBELGA zal SYNERGRID de hypothesen die tot deze raming hebben geleid, herzien. Verwacht wordt dat de nieuwe federale en gewestelijke beleidsmaatregelen *de facto* de bevordering van de elektrische mobiliteit ten koste van voertuigen met een verbrandingsmotor versnellen.
- **Wat de elektrische verwarming betreft:** het effect op het verbruik wordt geraamd op +5% tegen 2030⁴. In een maximalistisch scenario waarbij tegen 2050 volledig van aardgas wordt afgestapt en het verbruik volledig op elektriciteit overschakelt, zou het effect op het verbruik oplopen tot +200%. Bovendien zou het effect op de synchrone piek op het net⁵ +500% bedragen, wat even zorgwekkend is als, of nog zorgwekkender is dan de toename van het verbruik.

Rekening houdend met deze problemen is het noodzakelijk om, naast energie-efficiëntie maatregelen, te voorzien in een oordeelkundige regulering van deze nieuwe

² <https://www.europarl.europa.eu/news/nl/press-room/2021/06/21/PR06627/eu-klimaatwet-ep-bevestigt-deal-over-klimaatneutraliteit-tegen-2050>

Langetermijnstrategie van België: <https://klimaat.be/klimaatbeleid/belgisch/nationaal/langetermijnstrategie>

Energie-Klimaatplan (NEKP) van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest: <https://leefmilieu.brussels/themas/gebouwen-en-energie/energiebalans-en-acties-van-het-gewest/energie-klimaatplan-nekp>

³ Studie van SYNERGRID en Baringa (2019): Future impact of EVs on the Belgian electricity network: <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=20914#>

⁴ Zie de studie van Deplasse en partners in de bijlage bij dit document.

⁵ Bij deze ramingen is uiteraard geen rekening gehouden met energie-efficiëntie maatregelen, isolatie van gebouwen, enz., maar deze overwegingen zullen het probleem van de overdracht van de last naar het elektriciteitsnet niet fundamenteel veranderen.

gebruiksvormen en laadpalen voor elektrische voertuigen in het bijzonder, om hun integratie tegen een zo laag mogelijke kostprijs in het elektriciteitsnet te garanderen.

- **Aanbodzijde (productie):**

Naast de geopolitieke spanningen op de gasmarkt zijn de factoren die het elektrisch systeem naar verwachting voor ernstige uitdagingen zullen stellen, de volgende: de sluiting van bepaalde nucleaire faciliteiten tegen 2025, de uitvoering van de 2^{de} fase van offshore windenergie om een capaciteit te bereiken van 4,4 GW in 2028 en 6 GW in 2032 en de verveelvoudiging van de gedecentraliseerde productie. In dit verband voorspelde ELIA in 2021 een extra capaciteitsbehoefte van 3,6 GW tegen 2025⁶ om deze ontwikkeling te ondersteunen en het evenwicht en de stabiliteit van het elektriciteitsnet te waarborgen. Het intermitterend karakter van de activa voor de opwekking van windenergie zal immers leiden tot aanzienlijke vermogensschommelingen op het net.

De werking van de elektriciteitsmarkt is bovendien nauw verbonden met de stabiliteit, op lange en korte termijn⁷, van het elektriciteitssysteem op alle spanningsniveaus. Op het niveau van de reguleringszone zullen de evenwichtsverantwoordelijken in toenemende mate worden geconfronteerd met de onzekerheden van intermitterende opwekking en de toenemende afwijking tussen nominaties en werkelijke uitwisselingen op het net. Deze kwestie zal een domino-effect hebben op de leveranciers, met als gevolg dat de moeilijkheden waarmee zij reeds te kampen hebben wegens de wereldwijde spanningen op de energiemarkt, nog zullen toenemen.

Gelet op deze risico's voor het elektriciteitssysteem en voor de werking van de markt is het noodzakelijk **nu reeds** actie te ondernemen, met name op deze twee niveaus:

- **Op marktniveau:** het is de bedoeling zoveel mogelijk gebruikers de kans te bieden bij te dragen tot de stabiliteit en duurzaamheid van het elektriciteitssysteem, ten voordele van iedereen. Daartoe moeten structurele hervormingen worden doorgevoerd om de markttoegang voor spelers en eindafnemers te vergemakkelijken door belemmeringen weg te nemen en passende en doeltreffende stimuleringsmaatregelen door te voeren.

In dit verband moet de flexibiliteitsmarkt, die momenteel alleen openstaat voor afnemers en spelers met een groot potentieel, toegankelijk worden voor op laagspanning aangesloten DNG's, teneinde de enorme beschikbare middelen te mobiliseren en het verwachte economische potentieel te benutten;

- **Op het niveau van de ontwikkeling van de netten:** het gaat om de noodzaak om het elektriciteitsnet om te vormen tot een slim net, een "Smart Grid", door middel van structurele hervormingen op basis van nieuwe paradigma's. Die transformatie moet gericht zijn op alle componenten van het net (data, operations, assets) om uitwisselingen binnen de markt te

⁶ Studie over de toereikendheid en de flexibiliteit in België 2022-2032 door Elia (2021): <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies>

⁷ Het gaat om:

- voor de lange termijn: het toereikendheidsprobleem (gebrek aan productie op lange termijn) voor het globale evenwicht en het capaciteitsprobleem (gebrek aan capaciteitsinvesteringen) voor de distributienetten
- voor de korte termijn: het balanceringsprobleem (resterende onevenwichtigheden in de reguleringszone) voor het algemene evenwicht en het congestieprobleem voor de distributienetten.

bevorderen en ervoor te zorgen dat ze tegen een zo laag mogelijke kostprijs, zonder bias en zonder vertraging gebeuren.

Om een bijdrage te leveren aan het succes van de energietransitie, heeft BRUGEL gepoogd de door te voeren hervormingen te identificeren⁸. Deze in dit document voorgestelde hervormingen van de regelgeving en de tarieven beogen de aanzet te geven tot de essentiële transformaties om het elektriciteitssysteem in staat te stellen tegen 2050 de doelstelling van koolstofneutraliteit te bereiken. Zij zijn in het bijzonder gericht op DNG's die op laagspanningsniveau zijn aangesloten. Het gaat er vooral om de oriënteringen van BRUGEL voor de aansluiting van laadpalen te preciseren, de netbeheerders aan te moedigen om bij de planning van hun net nieuwe paradigma's aan te nemen in overeenstemming met de uitdagingen van de energietransitie, en de toegang tot en de deelname aan flexibiliteitsdiensten door DNG's aan te moedigen.

5 Leidende beginselen

In het kader van de denkoefening over het kader van de flexibiliteitsmarkt heeft BRUGEL vijf leidende beginselen aangenomen die als leidraad moeten dienen voor zijn acties, in het kader van zijn tarifaire, regelgevende en adviserende bevoegdheden, om de toegang tot, de deelname aan en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten vooruit te helpen. Elk van deze principes stuurt de hervormingen van BRUGEL naar een duidelijke, haalbare en bruikbare doelstelling voor de energietransitie:

<i>Beginsel 1: de toegang van LS-afnemers tot de flexibiliteitsmarkt moet worden gedeblokkeerd en gefaciliteerd</i>
--

De toegang tot de flexibiliteitsmarkt vindt plaats op twee niveaus: enerzijds de vraag naar flexibiliteitsdiensten (marktproducten van het type *Day-Ahead* en *Intraday*, balancering, strategische reserves, capaciteitsvergoedingsmechanisme, lokale flexibiliteitsmarkt ten behoeve van de netbeheerders) en anderzijds het aanbod van de flexibiliteitsdiensten van de afnemers:

- Aan de kant van de vraag naar diensten is BRUGEL alleen bevoegd voor de lokale flexibiliteitsmarkt, maar is voornemens, met name tijdens de besprekingen bij FORBEG, bij te dragen tot de vaststelling van maatregelen om de toegang te vergemakkelijken door de vereisten te verlagen en de toegangsbelemmeringen weg te nemen voor de overige flexibiliteitsmarkten;
- Aan de kant van het aanbod van diensten vallen de voorwaarden voor nettoegang hoofdzakelijk onder de verantwoordelijkheid van de gewestelijke autoriteiten. In dit verband pleit BRUGEL voor een gezamenlijke aanpak met de andere gewesten en het federale niveau om in goede verstandhouding de nadere regels voor de uitwisseling van informatie tussen de actoren vast te leggen, met name via een nieuwe "*MIG flexibiliteit*"⁹.

Gelet op de aan BRUGEL toegekende bevoegdheden, kan de regulator twee soorten maatregelen nemen:

⁸ BRUGEL heeft verschillende studies laten uitvoeren. Ze zijn bij dit advies gevoegd.

⁹ Technische handleiding met een beschrijving van de nadere regels voor de informatie-uitwisseling tussen de gegevensbeheerders (DNB's) en de commerciële actoren (leveranciers en aggregatoren). SYNERGRID heeft een ontwerp van handleiding uitgewerkt die overeenstemt met deze definitie, de zogenaamde *Market Flexibility Guide*, die de VREG heeft goedgekeurd voor toepassing in Vlaanderen.

- *Maatregelen ter vereenvoudiging van de toegangsprocedures*: het hoofddoel is het vermijden van ongerechtvaardigde belemmeringen die de afnemers zouden verhinderen aan de verschillende markten deel te nemen.
- *Tariefmaatregelen voor de afnemers*: met deze maatregelen wordt beoogd een dynamische en oordeelkundige ondersteuning te creëren voor de verwezenlijking van de flexibiliteitsmarkt.

Beginnel 2: de energietransitie moet *inclusief* zijn

Om de energietransitie inclusief te maken, moeten bepaalde beginselen opnieuw worden bekeken, met name op basis van de huidige vaststellingen:

- Gebruikers met een vlak belastingprofiel financieren gedeeltelijk de kosten van de piekgebruikers;
- Grootverbruikers financieren gedeeltelijk de kosten van kleinverbruikers.

Binnen de nieuwe context (geleidelijke invoering van nieuwe gebruiksvormen en slimme meters) moet een onderzoek worden verricht van de potentiële gevolgen:

- *op het vlak van discriminatie binnen eenzelfde gebruikerssegment, naargelang zij al dan niet met slimme meters zijn uitgerust*: afnemers met een hoog flexibiliteitspotentieel kunnen profiteren van dynamische tarieven (op het niveau van de *commodity*) die aan hun profiel zijn aangepast, terwijl verbruikers met een laag potentieel te maken kunnen krijgen met hoge prijzen als gevolg van hun moeilijkheden om toegang te krijgen tot de nieuwe diensten of om hun verbruik aan te passen wanneer de tarieven hoger liggen;
- *op het vlak van mogelijke kruissubsidiëring tussen verschillende gebruikerssegmenten* (bv. gebruikers van oplaadpunten voor elektrische voertuigen in eengezinswoningen versus in flatgebouwen);
- *op het vlak van kruissubsidiëring tussen verschillende types nieuwe gebruiksvormen en tussen de nieuwe gebruiksvormen en de traditionele gebruiksvormen van elektriciteit.*

In het bijzonder moet door iedere bevoegde en betrokken entiteit specifieke aandacht worden besteed aan kwetsbare afnemers door de invoering van socio-economische maatregelen, zoals:

- De diensten voor follow-up van het verbruik, preventie van het risico van overmatige schuldenlast, en zelfs de levering van domotica-apparatuur tegen voordelige tarieven;
- Een onthaaldienst om persoonlijk contact met de afnemers mogelijk te maken.

Beginnel 3: de respons, via capaciteitsinvesteringen, op de vereisten van het Brusselse elektriciteitssysteem moet *redelijk* zijn

Op basis van een analyse van het Brusselse elektriciteitssysteem zijn de belangrijkste troeven en beperkingen in het kader van de energietransitie geïdentificeerd (zie de studies in de bijlage bij dit document). Hieruit blijkt dat het Brusselse elektriciteitssysteem in staat zou zijn het gedecentraliseerde productiepotentieel van Brussel te integreren, met name via nieuwe concepten zoals energiegemeenschappen. **Wat betreft de potentiële integratie van elektrische voertuigen en de elektrificatie van de verwarming, zouden de vereisten onhoudbaar zijn in het licht van de huidige "fit and forget"¹⁰-versterkingsregels voor de distributienetten**

¹⁰ Binnen de filosofie van "fit and forget", worden de investeringen bepaald door de ramingen van de ontwikkeling van de door de vraag gegenereerde piek, over meerdere jaren, ongeacht de duur en de frequentie van het optreden ervan.

en de gewestelijke transmissie. Deze regels moeten worden aangepast op basis van objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria en moeten met name gericht zijn op de nieuwe gebruiksvormen. Deze versterkingsregels moeten resulteren in de vaststelling van grenzen voor de "**redelijke capaciteit**" die moet worden gegarandeerd door capaciteitsinvesteringen (kabels en transformatoren). Deze regels moeten worden gecombineerd met de verplichting voor de beheerders om te investeren in slimme netten om de beschikbare capaciteit te optimaliseren via een dynamisch beheer van de stromen.

Beginsel 4: de regelgeving moet anticiperend en doelgericht zijn en geleidelijk uitgevoerd worden

Gezien de tijd die nodig is om de hervormingen van de regelgeving en de tarieven door te voeren en de noodzaak om de opstart van de markt voor laagspanningsflexibiliteit en de evolutie ervan naar maturiteit te ondersteunen, moet op proactieve wijze een reeks regelgevende en tarifaire instrumenten worden ingevoerd. Die instrumenten zouden "**responsief**" moeten zijn, om afgestemd te zijn op marktontwikkelingen naargelang van de maturiteit van de beoogde kwesties. Zo kan de implementatie van deze hervormingsinstrumenten worden gespreid in de tijd, afhankelijk worden gesteld van de vervulling van bepaalde voorwaarden of worden beperkt tot bepaalde vormen van gebruik of bepaalde netgebruikers. BRUGEL meent dat deze reguleringsinstrumenten van essentieel belang zijn om de actieve deelname van afnemers aan de flexibiliteitsmarkt (impliciet en expliciet) mogelijk te maken¹¹. Het gaat onder meer om nieuwe technische voorschriften voor de aansluiting van laadpalen, nieuwe tarieven (bijvoorbeeld periodieke en niet-periodieke capaciteitstarieven), enz.

Beginsel 5: de netbeheerders moeten worden aangezet tot verantwoordelijkheid en moeten worden gestimuleerd

Om de daadwerkelijke invoering van de slimme netten en de nieuwe regels voor de versterking van de gewestelijke distributie- en transmissienetten te garanderen, moet, wat de DNB betreft, in de nieuwe tariefmethodologie een stimuleringsmechanisme voor de uitvoering van de "Smart Grid"-roadmap voor de distributie, worden opgenomen (dit kan eventueel ook gebeuren door een aanpassing van de huidige methodologie). Daarnaast moeten ook regelgevingsbepalingen worden ingevoerd om een objectieve aansprakelijkheid van de netbeheerders (DNB en GTNB) in te voeren, met name door bij niet-naleving van deze bepalingen de administratieve sanctieprocedure krachtens artikel 32 van de elektriciteitsordonnantie in werking te stellen.

¹¹ De impliciete flexibiliteit wordt aangevraagd zonder dat een reactie op de prijssignalen van de markt wordt gewaarborgd; De expliciete flexibiliteit wordt uitdrukkelijk contractueel vastgelegd en aangevraagd met een resultaatsverbintenis betreffende ad-hocsignalen of automatische signalen (ELIA-producten)

6 Integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen

Wat de elektrificatie van het gebruik betreft, is de prioriteit in dit stadium, gezien de gewestelijke ambities om af te stappen van voertuigen die op fossiele brandstoffen rijden, hoofdzakelijk geharmoniseerde regels vast te stellen voor de aansluiting van laadpalen, zowel op de weg als daarbuiten, om te voorkomen dat laadpalen in Brussel in het wilde weg geïnstalleerd worden¹².

In deze sectie stellen wij een specifiek kader voor laadpalen buiten de openbare weg voor, aangezien de bestaande of op handen zijnde bepalingen voor openbare laadpalen op de weg in dit stadium van de denkoefening voldoende volledig lijken.

6.1 Aansluiting van laadpalen buiten de openbare weg en voor privégebruik

Het risico dat "wilde" aansluitingen voor elektrische voertuigen ontstaan is vooral aanwezig in privéruimten en dan met name in woon- en professionele gebouwen. Omdat er geen heldere reglementering is voor aansluitingswijzen en -voorwaarden, worden DNG's ertoe verleid hun voertuigen op wanordelijke manier op te laden, wat de veiligheid voor henzelf en andere DNG's in het gedrang brengt. Er is daarom reden genoeg om snel een regelgevend kader te bepalen waarin ieders rechten en plichten worden vastgelegd, ook die van de DNB.

6.1.1 Verklaring van aanwezigheid van een laadpaal

Gezien de druk die elektrische voertuigen op het netwerk uitoefenen, moeten de volgende bepalingen in het TRDN worden opgenomen:

- BRUGEL zal in het technisch reglement een verplichting opnemen voor de DNG om de aansluiting van één of meer elektrische voertuigen op zijn toegangspunt aan te geven aan de DNB. Aangezien het opladen van een elektrisch voertuig één van de gevallen is waarbij er verplicht een slimme meter moet worden geïnstalleerd, overeenkomstig artikel 26octies van de elektriciteitsordonnantie, is het van essentieel belang dat de DNB in kennis wordt gesteld van de installatie van een oplaadpunt zodat er daadwerkelijk een slimme meter kan worden geïnstalleerd. Indien deze verplichting niet wordt nageleefd, kan de DNB zijn verplaatsingen tijdens zijn pogingen om een slimme meter te installeren, factureren. Zonder deze aangifte zal de DNB immers niet op de hoogte worden gebracht van de nieuwe capaciteitsaanvragen in verband met elektrische voertuigen en zal hij ze bijgevolg niet kunnen integreren in zijn investeringsbeleid. Een dergelijke situatie kan leiden tot congestie en ernstige beperkingen van de nettoegang voor DNG's die te goeder trouw zijn. Bovendien kan de DNG in overtreding zijn tarifaire voordelen verliezen, alsook de eventuele vergoedingen in geval van toegangsbeperking. Bovendien moet deze verplichting worden uitgebreid tot alle gevallen die vallen onder de verplichte en systematische installatie van een slimme meter in artikel 26octies, §2, van de elektriciteitsordonnantie;

¹² Nu al maakt de pers melding van wilde aansluiting in Brussel: <https://www.dhnet.be/regions/bruxelles/bruxelles-mobilite/la-recharge-sauvage-de-voitures-electriques-en-hausse-a-bruxelles-il-est-interdit-de-tirer-un-fl-sur-le-trottoir-rappelle-van-den-brandt-625e6a6d8ad582648b5daee> (pagina bezocht op 16 mei 2022)

- De DNB moet de technische gegevens van de laadpalen (aantal, vermogen ...) opnemen in het toegangsregister en in de preswitchingprocedure MIG6. Deze verplichting is ook van toepassing op alle gevallen vermeld in artikel 26octies, §2, van de elektriciteitsordonnantie;
- De DNB is verplicht de middelen voor het verzamelen van informatie te implementeren, met name via een internet-tool, en installeert, zodra hij daarvan in kennis is gesteld, een slimme meter overeenkomstig artikel 26octies, §2 van de elektriciteitsordonnantie;
- Op verzoek van de DNG voert de DNB een afzonderlijke meting uit voor de laadpaal, zoals voorgeschreven in paragraaf 5.1.2 van dit ontwerpadvies. De DNG kiest een meetstelsel dat overeenstemt met zijn commerciële contract voor het opladen. Bovendien kan de DNB, met inachtneming van de relevante regelgeving, het verbruiksprofiel van de laadpaal en de hoofdmeter aflezen voor zijn eigen behoeften, met name om de elektriciteitsstroom op zijn net te controleren en congestiesituaties op te lossen, door het mogelijk te maken de bronnen van afname of injectie aan de oorsprong van deze congestie te identificeren en, indien nodig, gerichte maatregelen te nemen ten aanzien van de geïdentificeerde bronnen.
- De DNB is verplicht een specifiek verslag op te stellen over het beheer van de aansluiting en de toegang van laadstations tot het elektriciteitsnet. Deze verslaggeving kan opgenomen worden in het verslag over de kwaliteit van de diensten van de DNB. BRUGEL stelt het stramien voor deze verslaggeving vast.

Gezien de steeds snellere introductie van nieuwe belastingen op het distributienet, zou de nuttige technische informatie die de DNB aan DNG's kan vragen over deze installaties, die een aanzienlijke invloed kunnen hebben op het distributienet, bovendien in de bijlage bij het TRDN moeten worden vermeld.

6.1.2 Standaardisering van de aansluitingsschema's van de laadpalen van particulieren

Gezien de noodzaak om de markt niet-discriminerende aansluitingsoplossingen aan te bieden die voldoende gevarieerd zijn om zo redelijke kansen te bevorderen om de marktdiensten binnen hetzelfde toegangspunt te verbeteren, is de DNB verplicht om uiterlijk op 1 januari 2024 een specifiek technisch voorschrift op te stellen voor de toegang tot en de aansluiting van oplaadinfrastructuur voor elektrische voertuigen op of stroomafwaarts van het distributienet. BRUGEL stelt voor om deze verplichting op te nemen in het Technisch Reglement, op basis van haar bevoegdheid zoals opgenomen in artikel 30bis, § 2, 4°, van de elektriciteitsordonnantie. Deze werkzaamheden met betrekking tot de aansluiting van laadpalen zijn reeds begonnen door SYNERGRID, dat een ontwerpvoorschrift heeft voorgesteld voor bespreking binnen FORBEG. BRUGEL ondersteunt dit initiatief, dat zich richt op de harmonisering van aansluitingsschema's op Belgisch niveau, en vraagt om in de volgende versie van dit voorschrift rekening te houden met de volgende minimale vereisten:

- Het minimale gegarandeerde aansluitvermogen van een laadpaal is 3.7kVA. De DNG kan een groter vermogen (7, 11 of 22 kVA) vragen volgens de tarieven die de regulator zal hebben goedgekeurd. Als de DNB vindt dat de aansluiting versterkt moet worden, zou een versterkingstarief kunnen worden toegepast;
- De aansluitingsschema's moeten gebaseerd zijn op de stand van de techniek en voldoende gevarieerd zijn om rekening te houden met de meest waarschijnlijke configuraties in een stedelijke context zoals die van Brussel;

- De aansluitingsschema's die in het voorschrift worden opgelegd, mogen "by design" geen economische mogelijkheden voor het samenvoegen van marktdiensten verbieden (bijvoorbeeld lokale opwekking met afname voor oplading);
- BRUGEL keurt het voorstel tot voorschrift van de DNB en de wijzigingen na openbare raadpleging goed, overeenkomstig de goedkeuringsprocedure die is vastgelegd in het hervormde Technisch reglement;
- Het voorschrift kan worden gewijzigd op initiatief van de DNB of BRUGEL. De DNB is verplicht zijn voorstellen tot wijziging van dit voorschrift te motiveren, met name op basis van de resultaten van proefprojecten of relevante studies waarin rekening wordt gehouden met de effecten van het opladen van elektrische voertuigen op de stabiliteit van het net en de bevoorradingszekerheid van DNG's.

Bovendien zou BRUGEL, in geval van vertraging bij het ter goedkeuring voorleggen van het ontwerp van voorschrift, het mechanisme voor administratieve sanctie kunnen toepassen, zoals voorzien in artikel 32 van de elektriciteitsordonnantie.

6.1.3 Laadinstallaties stroomafwaarts van de collectieve aansluitingen

Het gaat onder meer om situaties die momenteel worden beheerd door particuliere netwerken, bedrijfslocaties met meerdere gebruikers en gebouwen met parkeerterreinen die plaats kunnen bieden aan een netwerk van laadpalen voor elektrische voertuigen. Het voorontwerp van de Elektromobiliteitsordonnantie heeft inderdaad, door middel van haar bepalingen in artikel 12, een uitzondering gemaakt op het verbod op de oprichting van nieuwe particuliere netwerken dat door de elektriciteitsordonnantie in haar artikel 7, § 7, wordt opgelegd.

Gezien de gedifferentieerde aard van het hoofdgebruik (residentieel en niet-residentieel) van de structuren die een netwerk van oplaadstations kunnen herbergen, moet de DNB in het voorschrift vermeld in paragraaf 5.1.2, de voorwaarden en de aansluitingsschema's voor de laadpalen vastleggen overeenkomstig de onderstaande overwegingen, die in het TRDN zullen worden geïntegreerd:

- De laadpalen onderscheiden die aangesloten zijn stroomafwaarts van een aansluitingspunt:
 - o voor niet-residentieel gebruik: meergebruikersnetten, kantoorgebouwen met parkings, commerciële centra ...;
 - o voor residentieel gebruik: individuele en collectieve woongebouwen met garage of parkings. In het geval van residentieel gebruik is BRUGEL van mening dat artikel 13bis, § 6, ook de installatie van laadinfrastructuur kan toestaan in het kader van het delen van elektriciteit tussen verschillende actieve afnemers. Dit artikel bepaalt immers dat het delen tussen verschillende actieve afnemers kan worden georganiseerd met het oog op het opladen van een elektrisch voertuig.
- Voor de collectieve woongebouwen moet het voorschrift, buiten de veiligheidsvereisten volgens de geldende normen, het volgende vastleggen:

- De regels voor het bepalen van het maximale toegestane aantal laadpalen in de parking van het gebouw, zonder versterking van het netwerk en in het bijzonder rekening houdend met de capaciteit van de collectieve aansluiting van het gebouw en de beschikbaarheid van stroomopwaartse capaciteit op de desbetreffende netcabine;
 - De maximale aansluitingscapaciteit die kan worden toegestaan met betrekking tot de gemeenschappelijke delen van het gebouw, zodat die niet ten koste gaat van de capaciteit die beschikbaar is voor de appartementen op de collectieve aansluiting van het gebouw. Er moet worden voorzien in een systeem om het gecumuleerde afgenomen vermogen van de laadpalen te controleren;
 - De aansluitings- en metingsschema's voor de laadpalen, die het in voorkomend geval mogelijk maken dat elke gebruiker van de laadpaal (bewoner van het gebouw of huurder van de parkeerplaats), wat het opladen betreft, wordt bevoorradt door de leverancier van zijn/haar keuze;
- Voor sites en gebouwen met professionele parkeergelegenheid moeten in het voorschrift de voorwaarden worden vastgesteld voor aansluiting rechtstreeks op het netwerk of via een particulier netwerk, met inbegrip van:
- De aansluitings- en metingsschema's van de laadpalen die toebehoren aan de beheerder van de professionele site of het professionele gebouw.

Bovendien moeten in bovengenoemd voorschrift in alle gevallen de mogelijkheden voor aansluiting op het net worden aangegeven voor een derde investeerder die de laadpalen wil exploiteren. Deze derde investeerder moet een leverancier van zijn/haar keuze kunnen vastleggen;

Bovendien moet het TRDN het volgende vastleggen:

- De voorwaarden en erkenningsprocedure van particuliere netwerken die laadpalen voor elektrische voertuigen ontvangen;
- De rechten en plichten van de beheerder van het particuliere net ten aanzien van de DNB en de derde investeerder.

6.1.4 Weigering van de aanvraag tot aansluiting

De elektriciteitsordonnantie preciseert in artikel 7, §3, dat:

«De distributienetbeheerder kan de nettoegang enkel weigeren als deze niet over de nodige capaciteit beschikt (...). Het besluit tot weigering is gemotiveerd en is gebaseerd op objectieve criteria die technisch en economisch onderbouwd zijn.

Indien het besluit tot weigering betrekking heeft op de aansluiting van een laadpaal, omdat de noodzakelijke capaciteit niet beschikbaar is, wordt aan de derde die om de aansluiting heeft verzocht, desgevraagd relevante informatie verstrekt over de maatregelen die nodig zijn om het netwerk te versterken en over alternatieve maatregelen. (Eigen markering).

De DNB moet in het in punt 6.1.2 bedoelde voorschrift de alternatieve modaliteiten en maatregelen specificeren om de laadpaal effectief aan te sluiten. De DNB moet bovendien aan BRUGEL verslag uitbrengen over de gevallen van weigering, de redenen daarvoor en de oplossingen die in overleg met de betrokken DNG's worden overwogen of uitgevoerd.

6.2 Beheer van oplaaddiensten op het toegangspunt

6.2.1 Activering van de diensten verbonden met de laadpaal (opladen en flexibiliteit)

Om laadpalen met succes in het net te integreren, net als andere elektrische belastingen (productie, verwarming, stationaire batterijen), moet het mogelijk zijn verschillende marktdiensten te activeren binnen hetzelfde toegangspunt tot het net. Bovendien moeten DNG's ook de mogelijkheid hebben om met deze diensten een contract af te sluiten met meerdere commerciële spelers en zo voordeel te halen uit de concurrentie en de beste prijzen te verkrijgen. Op dit ogenblik zijn de toegangspunten, via het ATRIAS-platform en zijn MIG6-gegevensuitwisselingscode, zo geconfigureerd dat alleen de waardering van afnames en injecties door maximaal twee verschillende actoren mogelijk is. Het is momenteel niet mogelijk twee afnamecontracten te hebben (bijvoorbeeld één voor het elektrische voertuig en één voor het andere verbruik van de installatie dat zich achter hetzelfde toegangspunt bevindt).

Om de registratie van meerdere actoren op hetzelfde toegangspunt mogelijk te maken, moet de DNB dus uiterlijk op 1 januari 2024, in overleg met de verschillende actoren, marktprocessen implementeren die de relaties, rechten en plichten van de betrokken actoren op het toegangspunt beschrijven. Deze verplichting is met name gebaseerd op artikel 24, §1, 3°, van de elektriciteitsordonnantie, dat de DNB verplicht de nodige technische maatregelen goed te keuren en uit te voeren om ervoor te zorgen dat de levering van elektriciteit aan een oplaadpunt het voorwerp kan uitmaken van een afzonderlijk contract.

Deze processen moeten ten minste rekening houden met de volgende overwegingen:

- Het vastleggen in het toegangsregister van een toegangspunt voor meerdere diensten met een **servicepunt** als switcheenheid binnen de markt, die zich fysiek op de hoofdmeter of achter de hoofdmeter (submeter) kan bevinden:
 - o We onderscheiden twee types:
 - **Servicepunt "markt"**: punt waarmee een "toegangsgerechtigde dienst markt" en een DNG voor de betrokken dienst geassocieerd kunnen worden. De diensten kunnen de volgende zijn:
 - De laadpaal;
 - De afname en injectie, of afwisselend;
 - De lokale productie;
 - De expliciete flexibiliteitsdienst;
 - De energiedeling.
 - **De toegangsgerechtigde dienst "markt"**: natuurlijke of rechtspersoon geassocieerd met het servicepunt "markt" dat de verantwoordelijkheden met betrekking tot dit punt op zich neemt. De toegangsgerechtigde dienst "markt" moet een toegangscontract tekenen met de DNB.
 - **Servicepunt "gegevens"**: punt waarmee een derde partij geassocieerd kan worden (ESCO) om de gegevens op de meetpunten op te halen.

- De vastlegging van een **hoofdtoegangsgerechtigde** op het toegangspunt: dit is de houder van het "servicepunt afnamemarkt" dat zich op de hoofdmeter bevindt. De activering of deactivering van het servicepunt waarop een hoofdtoegangsgerechtigde aanwezig is, heeft de activering of deactivering van de andere servicepunten tot gevolg.
- De oprichting van een **hoofd-DNG** op het toegangspunt: dit is de DNG die met de hoofdtoegangsgerechtigde een leveringscontract heeft gesloten voor de op de hoofdmeter geregistreerde afnames. Daarom moet het mogelijk zijn op het servicepunt voor laadpalen een andere DNG te registreren dan de hoofd-DNG.

6.2.2 Beheer van de toestemmingen van de DNG's voor de activering van diensten op het toegangspunt.

Tot nu toe werd de activering van energiediensten in het IT-platform van de DNB (momenteel CMS/ATRIAS) altijd uitgevoerd door de commerciële kant op verzoek van de afnemers. Het zou daarom logisch zijn de toestemming van de afnemers te verkrijgen om hun meetgegevens te communiceren wanneer zij om activering van een op het toegangspunt beschikbare dienst verzoeken. De DNB moet echter nagaan of alle verzoeken van de commerciële actor de instemming van de betrokken afnemers hebben gekregen.

Met betrekking tot de verwerking van meetgegevens van slimme meters wordt in de elektriciteitsordonnantie in artikel 26octies gespecificeerd:

"(...) § 4. De distributienetbeheerder mag persoonsgegevens alleen op afstand verzamelen nadat hij de toestemming heeft verkregen van de bij het toegangspunt geïdentificeerde distributienetgebruiker. Deze verplichting geldt ook wanneer een nieuwe gebruiker van het distributienet wordt geïdentificeerd bij een toegangspunt, ongeacht de keuze van de distributienetgebruiker die eerder bij het toegangspunt is geïdentificeerd. De distributienetbeheerder waakt erover dat de distributienetgebruiker op een gemakkelijke manier toestemming kan geven.

(...)

De distributienetgebruiker **activeert de communicatiefunctie** van zijn slimme meter om de volgende activiteiten te kunnen uitvoeren: **opladen van een elektrisch voertuig, deelname aan flexibiliteits- of aggregatiediensten, delen van elektriciteit, aankoop van elektriciteit door p2p uitwisseling of elke activiteit die de injectie van elektriciteit in het distributienet tot gevolg kan hebben**". (Eigen markering).

De ordonnantie legt dus terecht een verband tussen de uitoefening van bepaalde activiteiten en de noodzaak om de communicatiefunctie van de slimme meter te activeren. Het is dus nodig om in het TRDN de volgende bepalingen op te nemen:

- De op het servicepunt geregistreerde commerciële actor moet de DNG vooraf op duidelijke en begrijpelijke wijze in kennis stellen van de noodzaak om de communicatiefunctie van zijn meter te activeren en van de aard van de vereiste meetgegevens. Bij de installatie van de meter is de DNB ook verplicht de DNG in kennis te stellen van de functies die door zijn meter kunnen worden geactiveerd en van de noodzaak om bepaalde gegevens te communiceren met het oog op het contracteren van bepaalde marktdiensten;
- De leverancier van energiediensten die bij de DNB een energiedienst activeert die de verstrekking van een bepaald type meetgegevens vereist, wordt geacht het akkoord van de

distributienetgebruiker te hebben ontvangen om de vermelde energiedienst te verlenen en de vereiste meetgegevens door te sturen. De DNB moet in staat zijn de nodige controles uit te voeren om verzoeken om toegang die zonder toestemming van de betrokken afnemers zijn gedaan, te ontmoedigen;

- De DNB moet de DNG's via zijn website of via het internet rechtstreeks toegang verlenen zodat zij de op hun toegangspunt geactiveerde diensten kunnen controleren, alsook de commerciële actor die daarom heeft verzocht en de gecommuniceerde meetgegevens. Indien nodig dient de DNG een verzoek in bij de DNB om het verzoek ongeldig te verklaren als deze van mening is dat de commerciële actor misbruik heeft gemaakt van zijn recht. De DNB rapporteert periodiek aan BRUGEL over vastgestelde incidenten in verband met het beheer van aanvragen van DNG's.

6.3 Congestiebeheer

Congestiebeheer op het distributienet kan op meerdere niveaus en op verschillende tijdstippen plaatsvinden. Binnen de context van de energietransitie zal de DNB inderdaad geconfronteerd worden met bepaalde congestiesituaties. Het gaat vooral om:

- Voorspelbare congestie tot Y-I wegens moeilijkheden van de DNB om in de capaciteit te investeren;
- Voorspelbare congestie tot J-I als gevolg van weersomstandigheden zoals koude, grijs weer en geen wind of als gevolg van intermitterende hoge productie - harde wind en heldere zonneshijn over het land;
- Niet te voorziene intraday-congestie in gevallen waarin de DNB niet in staat is het tijdstip en de plaats waar de congestie zal optreden, te voorspellen.

Geconfronteerd met dergelijke congestie kan de DNB passende antwoorden zoeken via investeringen in koper en intelligentie om de beschikbare capaciteit te optimaliseren, via tariefstimulansen om de vraag naar stroom van DNG's te beperken, of door het contracteren van flexibiliteitsdiensten via marktoproepen.

6.3.1 Reacties van de DNG's op de tariefsignalen

Om de investeringen en het gebruik van de beschikbare capaciteit van het elektriciteitsnet te optimaliseren, moeten stimulerende tariefinstrumenten worden ingevoerd om de vraag naar stroom door DNG's te beperken en het risico op congestie op het netwerk te verminderen. Deze instrumenten kunnen gebaseerd zijn op statische tarieven aan de hand van drempels voor de beschikbare capaciteit op de aansluiting of op dynamische tarieven aan de hand van de meting van de maandelijkse piekvraag van de installaties van de DNG's. In deze optiek is BRUGEL van plan om in het kader van de hervorming van de huidige tariefmethodologie een analyse te maken van de beste tariefinstrumenten (piekmeting, time-of-use ...) en van de instrumenten die het meest aangepast zijn aan de Brusselse context. De relevantie van deze instrumenten zal worden geanalyseerd in het licht van hun vermogen om deugdelijk gedrag bij DNG's teweeg te brengen en de uitvoeringskosten voor de DNB.

6.3.2 Communicatie van de DNB over de staat van het netwerk

Naast de hierboven ontwikkelde middelen moet de DNB instrumenten ontwikkelen waarmee deze de markt kan informeren over de toestand van het netwerk en de risico's op congestie, rekening houdend met de volgende overwegingen:

- De modaliteiten van deze informatie moeten worden uitgewerkt in overleg met de marktspelers: de frequentie en de details (geografisch en in de tijd) van de uitwisselingen moeten rekening houden met de behoeften van de markt en de (technische en financiële) capaciteit van de DNB om deze dienst aan te bieden;
- De DNB moet een proefproject uitvoeren, eventueel in samenwerking met andere netbeheerders en marktspelers, om de technische en operationele haalbaarheid te testen van mechanismen om geactualiseerde informatie te communiceren aan de markt (voorbeeld van een concept dat vaak wordt aangehaald in de literatuur: *traffic lights*);
- Het verstrekken van geactualiseerde informatie over de toestand van het netwerk aan de markt geeft de DNB niet het absolute recht om de beschikbare capaciteit te beperken; het TRDN moet de voorwaarden en modaliteiten bepalen voor compensatie door de DNB aan de getroffen DNG (zie paragraaf 5.4 hieronder);

6.3.3 Curatieve acties van de DNB via de beperking van de capaciteit van de laadpaal

Wanneer de hierboven ontwikkelde middelen het voorkomen van congestie niet hebben kunnen voorkomen, moet de DNB de capaciteit van de laadpalen beperken overeenkomstig de bepalingen van de elektriciteitsordonnantie.

Artikel 9^{ter} van deze ordonnantie kent de DNB inderdaad het recht toe de laadpalen te beperken onder bepaalde voorwaarden, die zijn vastgelegd in het TRDN:

"(...) De technische reglementen (...) stellen in het bijzonder (...) 20° de voorwaarden waaronder de netbeheerder op basis van objectieve, transparante en niet-discriminerende technische criteria het opladen van een elektrisch voertuig aangesloten op zijn net kan sturen, en het geleverd vermogen voor het opladen van een elektrisch voertuig aangesloten op zijn net of het teruggeleverde vermogen bij het ontladen van een elektrisch voertuig aangesloten op zijn net gedurende een bepaalde periode kan beperken of weigeren om de veiligheid van het gewestelijk transmissienet of het distributienet te waarborgen".

In dit kader en om de integratie van deze laadpalen te garanderen en tegelijk de veiligheid van het distributienet te respecteren, stelt BRUGEL voor om nieuwe bepalingen op te nemen in het TRDN met het oog op het regelen van het recht van de DNB om het ter beschikking van de DNG gestelde vermogen te beperken:

- Wanneer het netwerk zich in een normale situatie bevindt, beschikt de DNB over de volledige capaciteit van zijn aansluitingen of over het ter beschikking gestelde vermogen volgens de tarifaire voorwaarden die door de regulator werden goedgekeurd¹³;
- De DNB kan, zonder compensatie, de beschikbare capaciteit op een laadpaal beperken om congestie op het distributienet te vermijden. De beperking mag alleen gelden voor de aan elektrische voertuigen toegewezen capaciteiten en mag geen afbreuk doen aan het minimale aansluitingsvermogen van 3.7 kVA per oplaadpaal. Een beperking zonder compensatie op een vermogensniveau onder 3.7kVA is niet toegestaan;
- De beperking kan zowel op afstand als lokaal uitgevoerd worden in geval van communicatieproblemen. De DNG is verplicht de toegang van de DNB tot zijn installatie te vergemakkelijken en alle nodige acties te ondernemen, met inbegrip van, indien nodig, de onderbreking van de elektriciteitsvoorziening overeenkomstig artikel 7, §5 van de elektriciteitsordonnantie;
- De ingreep van de DNB moet proportioneel zijn en beperkt blijven tot het voorkomen van werkelijke of dreigende congestie. Behalve in situaties die door de DNB naar behoren worden gemotiveerd, moet de ingreep beperkt blijven tot maximaal twee periodes van (xx) uur per dag. De DNB moet voorzien in een middel om deze informatie mee te delen aan de DNG's en de relevante actoren. De praktische modaliteiten van deze operaties moeten geformaliseerd worden in het eerder aangehaalde voorschrift (zie paragraaf 6.1.2 van het voorliggende document);
- De terugkeer naar normale werking moet worden georganiseerd zodra het risico op congestie is geweken. De DNB moet het bewijs kunnen leveren van werkelijke of dreigende congestie, met vermelding van de tijdsblokken, met name aan de hand van ogenblikkelijke metingen van de energiestromen in samenhang met de capaciteit van de componenten van zijn net die bij de congestie betrokken zijn.

6.4 Compensatiemechanisme door de DNB

De elektriciteitsordonnantie voorziet in bepalingen over de compensatie van de DNG's in geval van niet-naleving van de beperkingsvoorwaarden door de DNB. BRUGEL beveelt de Regering aan een mechanisme in te voeren voor de compensatie van de DNG's wanneer de DNB zich niet aan de modaliteiten uit paragraaf 6.3.3. hierboven houdt.

Bovendien is het mechanisme bedoeld om de DNB aan te moedigen te investeren in slimme netten om de end-to-end-waarneembaarheid van het net te verbeteren, te anticiperen op congestie en problematische beperkingen te vermijden.

BRUGEL raadt aan om het mechanisme als volgt vast te leggen:

- De beperking moet voortkomen uit een directe actie van de DNB op de laadpaal;
- Dit mechanisme doet geen afbreuk aan eventuele schadeloosstellingen en compensaties voor "lange onderbrekingen" (huidige compensatieregeling);

¹³ In het kader van het onderzoek van de toekomstige tarifaire methodologie (2025-2029), wil BRUGEL de technische en economische haalbaarheid analyseren van verschillende tarieven die bijdragen aan het welslagen van de energietransitie.

- Een vergoeding van minder dan (X) euro is niet verschuldigd (bedrag nader te bepalen);
- De vergoeding is bedoeld om tegen een gereguleerd tarief de schade te vergoeden die ten minste overeenkomt met de niet-verbruikte energie tijdens de beperkingstermijn;
- De verschuldigde compensatie zou gelijk moeten zijn aan het aantal verminderde kW x aantal uren beperking x (X) euro.

7 Integratie van de flexibiliteit in het Asset Management

Het huidige beleid binnen Asset Management is in hoofdzaak gebaseerd op het "fit and forget"-concept, het minimaal nemen van risico's, met name door een voluntaristisch vervangingsbeleid, en een opportunistische economische rationaliteit die gericht is op de problematiek van de nutsvoorzieningen.

Aangezien het distributienet geen eenvoudige koperen plaat is met een onbeperkte capaciteit om flexibele productie en belastingen of nieuwe gebruiksvormen op te vangen, is het nodig om middelen voor rationeel gebruik van de capaciteiten van het net in het leven te roepen. Dit kan gebeuren op het niveau van het beleid inzake Asset Management van de beheerders (DNB en GTNB) door een herziening van de regels voor de versterking van de netten. Deze regels moeten gericht zijn op een algemeen maatschappelijk optimum en niet beperkt blijven tot het economische en operationele optimum van de netwerkbeheerders.

In deze geest is BRUGEL van plan om in het ontwerp van TRDN en TRGTN de volgende verplichtingen van de DNB en de GTNB op te nemen, elk voor wat hem betreft:

- De beheerders dienen hun regels voor de versterking van het elektriciteitsnet aan te passen, zodat die rekening houden met de nieuwe elektrische belastingen;
- Het beleid inzake Asset Management van de beheerders moet de energietransitie ondersteunen door investeringen in capaciteit en intelligentie. Beheerders moeten altijd de voorrang geven aan investeringen in intelligentie of het gebruik van flexibiliteitsdiensten in plaats van investeringen in koper om congestieproblemen aan te pakken of synchroon opladen voor elektrische voertuigen met een vermogen van 3.7kVA te verzekeren; tegelijkertijd moet de tariefmethodologie er door middel van passende instrumenten voor zorgen dat de DNB niet te veel investeert in koper om aan zijn verplichtingen te voldoen;
- De DNB moet een bijgewerkt register bijhouden van zijn netelementen om een onderscheid te maken tussen zwakke, middelmatige en sterke activa qua capaciteit en veroudering, teneinde de capaciteitsreserves up en down van zijn net te bepalen;
- De DNB moet betrouwbare modellen invoeren voor de raming van de capaciteitsbehoeften van de nieuwe gebruiksvormen, in het bijzonder voor laadpalen;
- De DNB moet bij de indiening van zijn verslag over de kwaliteit van de dienstverlening verslag uitbrengen over het beheer van de laadpalen aan de hand van relevante indicatoren.

Er is reden toe om de DNB aan te moedigen de nodige instrumenten te ontwikkelen om zo ondersteunende diensten of door de DNG's geleverde capaciteit te activeren. Het beleid van de DNB inzake Asset Management moet dus uiteindelijk de verwerving omvatten van flexibiliteitsdiensten voor congestiebeheer of ondersteunende diensten zoals spanningsregeling in overeenstemming met de

vereisten van de elektriciteitsordonnantie, die in artikel 7 voorschrijft dat de DNB moet “ *bij de planning van de ontwikkeling van het distributienet voorzien in maatregelen en de aankoop van diensten noodzakelijk voor de verbetering van de efficiëntie van het beheer en de ontwikkeling van het distributienet, die middels een goede kosten-efficiëntieverhouding de noodzaak van modernisering of vervanging van de elektriciteitscapaciteit kunnen beperken. De aankoop van deze diensten, met inbegrip van flexibiliteitsdiensten, gebeurt volgens transparante, niet-discriminerende procedures op basis van de regels van de markt, **tenzij Brugel heeft vastgesteld dat de aankoop van deze diensten niet op een kosteneffectieve manier kan worden uitgevoerd of tot ernstige marktverstoringen of verhoogde congestie zou leiden** ” (Eigen markering)*

Binnen dit perspectief wil BRUGEL de volgende bepalingen in het TRDN invoeren:

- De DNB moet voldoende observatiemiddelen inzetten (zie paragraaf 8 van dit document) om zijn behoeften aan flexibiliteitsdiensten beter af te stemmen, zodat hij winst kan boeken ten opzichte van een klassieke investering;
- De DNB moet voorrang krijgen op andere actoren die, via offerteaanvragen, toegang vragen tot flexibiliteitsmiddelen om hun congestie te beheren of hun capaciteitsinvesteringen uit te stellen. Afhankelijk van de plaats van de congestie op zijn net kan de DNB immers aanzienlijke moeilijkheden ondervinden om flexibiliteitsmiddelen te mobiliseren (zeer lokale en weinig liquide markt), terwijl de andere actoren meer keuzes zouden moeten hebben om aan hun behoeften te voldoen doordat zij in staat zouden moeten zijn om in heel België middelen te mobiliseren. De samenloop van belangen speelt dus duidelijk in het nadeel van de DNB. Voor BRUGEL is de fysieke logica dat lokale obstakels voorrang hebben op globale obstakels.

8 Implementatie van slimme netten

De DNB wordt verzocht een ambitieus **stappenplan** uit te voeren voor de transformatie van zijn net tot een slim net. Dit stappenplan moet worden opgebouwd als een realistisch, doeltreffend actieplan binnen een tijdsbestek dat verenigbaar is met de uitdagingen waarmee het Brussels Hoofdstedelijk Gewest naar alle verwachting te maken zal krijgen. Dit verzoek valt binnen het kader van de bevoegdheid die aan BRUGEL is toegekend krachtens artikel 30bis, § 2, 32°, dat haar verplicht “*de prestaties van de distributienetbeheerder met betrekking tot de ontwikkeling van een slim net dat energie-efficiëntie en de integratie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen bevordert, controleren en evalueren, aan de hand van een beperkt aantal indicatoren*”. In het kader van deze bevoegdheid moet BRUGEL om de twee jaar een verslag publiceren. Dankzij de uitvoering van dit stappenplan kan BRUGEL deze controle concreet uitvoeren en over voldoende gegevens beschikken om de prestaties van de DNB te beoordelen.

Het doel is de DNB in staat te stellen zijn rol als marktfacilitator ten volle te spelen door commerciële transacties mogelijk te maken tegen een lagere kostprijs, zonder bias en zonder vertraging.

De minimaal te bereiken functies moeten het volgende mogelijk maken:

- **End-to-end-waarneembaarheid van het net:** deze functie kan worden bereikt door een oordeelkundige monitoring van de MS- en LS-netten. De uitrol van observatiemiddelen mag opportunistisch en geleidelijk zijn, met oplossingen die zijn beproefd en getest door andere DNB's die een voorlopersrol spelen;
- **De identificatie van de toegangspunten tot het net:** het betreft het vermogen om de verbindingen tussen de toegangspunten en de elementen van het net te bepalen. Deze functie is van essentieel belang om de beschikbare capaciteit te evalueren, de stromen te beheren en de handelingen die op afstand op een toegangspunt worden verricht, te objectiveren;

- **De mogelijkheid van besturing op afstand:** deze functie moet de DNB in staat stellen de stromen dynamisch te beheren en alle acties uit te voeren die hem in staat stellen het aan de DNB's ter beschikking gestelde vermogen te moduleren;
- **Het verstrekken van objectieve en betrouwbare informatie over de toestand van het net aan de markt:** de mate van detail en de frequentie van het verstrekken van deze gegevens moeten afgestemd zijn op de eisen van de markt.

In het licht van deze vereisten is BRUGEL van plan de volgende bepalingen op te nemen in het TRDN:

- De DNB is verplicht om **vóór 1 januari 2024** een stappenplan voor een *Smart Grid op te stellen met een actieplan en een uitvoeringsschema die verenigbaar zijn met de snelle toename van elektrische voertuigen en de elektrificatie van de verwarming*. Dit stappenplan moet paradigmaverschuivingen in het netbeheer weerspiegelen.
- Het stappenplan wordt goedgekeurd door BRUGEL na een openbare raadpleging;
- Het stappenplan wordt uitgevoerd via een stimuleringsmechanisme (bv. bonus/malus) dat moet worden bepaald in de nieuwe tariefmethodologie, in verband met de investeringen, de deelname van de DNB aan studies en proefprojecten, en volgens de businessplannen die door de DNB worden ingediend en door BRUGEL worden goedgekeurd;
- De DNB moet zijn investeringen in capaciteit en "Smart Grid"-intelligentie rapporteren aan de hand van relevante indicatoren: een nieuw stramien voor de ontwikkelingsplannen waarmee een onderscheid kan worden gemaakt tussen investeringen in koper, "Smart Grid" en de verwerving van flexibiliteitsdiensten zal door BRUGEL in overleg met de DNB worden opgesteld.

Bovendien zou BRUGEL, in geval van vertraging bij de uitwerking dit stappenplan, de procedure voor administratieve sanctie kunnen toepassen, zoals voorzien in artikel 32 van de elektriciteitsordonnantie.

Bovendien moet de DNB/GTNB, elk voor zover het hem betreft:

- zijn verbintenissen en uitvoeringstermijnen inzake capaciteitsinvesteringen (in koper en intelligentie) nakomen; De beheerder moet in voorkomend geval de onmogelijkheid om deze verbintenissen na te komen, verantwoorden,
- en een correcte raming maken van de capaciteitsbehoeften van de nieuwe gebruiksvormen (het geval van kennelijke fout wordt in aanmerking genomen),

9 Markttoegang

De uitvoering van de vijf leidende beginselen van BRUGEL (zie paragraaf 5 van dit advies) houdt in dat een geheel van acties ten gunste van de eindafnemers en de marktspelers wordt gedefinieerd om hen in staat te stellen hun rol ten volle te spelen en de economische kansen te grijpen die gepaard gaan met de energietransitie. Met dit in het achterhoofd is BRUGEL van mening dat het onontbeerlijk is drie soorten maatregelen in te voeren om de markttoegang voor klanten en nieuwe spelers (aggregatoren) te vergemakkelijken. Het betreft:

- maatregelen ter vereenvoudiging van de toegangsprocedures;
- tarifaire steunmaatregelen;
- Maatregelen ter bescherming van de consumenten.

Hieronder zijn de aanbevolen maatregelen voor elk van deze drie categorieën vermeld.

9.1 Maatregelen ter vereenvoudiging van de toegangsprocedures

Dit betreft met name prekwalificatieprocedures en studies voorafgaand aan de aansluiting van de nieuwe gebruiksvormen. BRUGEL beveelt aan om:

- De prekwalificatieprocedures voor DNG's met een aansluitingsvermogen van meer dan of gelijk aan 56 kVA te standaardiseren;
- Een vereenvoudigde regeling in te voeren voor DNG's met een aansluitingscapaciteit van minder dan 56kVA: de DNB hoeft alleen te weten of deze DNG's behoren tot de niches die in artikel 26octies van de elektriciteitsordonnantie zijn aangegeven. Prekwalificatie per pool van afnemers voor alle soorten producten kan door de DNB worden overwogen. In dit geval is het de leverancier van de flexibiliteitsdiensten die om de detailstudie verzoekt en verantwoordelijk is voor de risico's die verbonden zijn aan de sturing van een pool van afnemers. Daartoe moet een proefproject worden uitgevoerd om de verschillende situaties die zich kunnen voordoen te analyseren en de meest geschikte methoden te implementeren;
- Een gedetailleerde studie tegen betaling¹⁴ in te voeren voor verzoeken om extra capaciteit van 3.7kVA voor laadpalen: de analyses die in het kader van deze gedetailleerde studies moeten worden verricht, moeten gebaseerd zijn op transparante, objectieve, gestandaardiseerde en geharmoniseerde criteria;
- De administratieve vereisten te verminderen voor het verlenen en opvolgen van vergunningen voor de levering van aggregatie- en flexibiliteitsdiensten;
- Snelle "Switches" (in minder dan 24 uur vanaf 2026) van actoren (aggregator of leverancier) en zonder extra kosten mogelijk te maken: de DNB is verplicht om in de MIG (levering en flexibiliteit) scenario's te voorzien die met deze vereisten verenigbaar zijn;
- Toe te staan dat meerdere marktspelers op een toegangspunt worden geregistreerd: de DNB is verplicht het toegangsregister zo aan te passen dat DNG's op hun toegangspunt meer dan één commercieel contract met verschillende marktspelers kunnen sluiten (zie paragraaf 5.2.1 van het voorliggende document).

9.2 Tarifaire maatregelen

De distributietarieven moeten de kosten van onderhoud, beheer en ontwikkeling van het net weerspiegelen¹⁵. ACER is echter van mening dat de wijze waarop de tarieven zijn ontworpen, de netgebruikers ook kan stimuleren om hun gedrag aan te passen. Er kunnen ook bepaalde gedifferentieerde tarieven of vrijstellingen van tarieven worden toegepast, mits daar redenen voor zijn. Bovendien zullen deze tarieven worden verstrekt voor een tijdelijke periode en, na afloop van deze periode, worden onderworpen aan een periodieke herziening door BRUGEL¹⁶,

¹⁴ Onder voorbehoud van de conclusies van de analyses die in het kader van de nieuwe tariefmethodologie zullen worden uitgevoerd.

¹⁵ Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU., PB, L 158/125, 14 juni 2019, overwegende 81 en artikel 59; Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, PB, TO DO, art. 18, § 1.

¹⁶ ACER, *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*, februari 2021,

In de geest van de nieuwe ordonnantie moet BRUGEL in het bijzonder rekening houden met de noodzaak om een evenwicht te verzekeren tussen de solidariteit van de kostendekking en de stimulansen die een actieve deelname van de afnemers mogelijk maken, met name via de energiedelingen, aan de optimalisering van de investeringen in het net.

Er moeten twee soorten tarifaire maatregelen ten uitvoer worden gelegd:

- **Overgangs- en degressieve maatregelen:**

Het gaat onder meer om:

- Voorkeurtarieven voor verrichtingen op afstand (maandelijkse meteropname, openen/sluiten van meters, wijziging van de beschikbare capaciteit);
- Voorkeurtarieven voor gedetailleerde informatiegegevens (behalve facturering) (gevraagd voordat dynamische contracten worden gesloten);
- Voorkeurtarieven voor de middelen om de gegevens van poort PI op te roepen (communicatiekosten en kosten van de dongle). In deze context moedigt BRUGEL de DNB aan zijn acties te richten op de ontwikkeling van een platform voor de overdracht van NRT-gegevens (Near Real Time), alsook van een standaarddongle die de communicatie van NRT-gegevens vanaf poort PI van de slimme meter naar dit platform mogelijk maakt. De NRT-gegevens zullen op deze manier aan de marktspelers en afnemers zelf aan een redelijke prijs overgedragen kunnen worden. Hierdoor zullen de marktspelers diensten kunnen ontwikkelen (niet enkel beperkt tot flexibiliteit) met toegevoegde waarde voor netgebruikers en zullen ze de "vendor lock-in" kunnen vermijden, waardoor een afnemer van meerdere diensten tegelijk kan genieten;

Alvorens deze maatregelen uit te voeren, is BRUGEL van plan een becijferde schatting uit te voeren om het niveau van de steun en de duur van de degressiviteit ervan te bepalen. Er zal ook een juridische haalbaarheidsanalyse worden uitgevoerd.

- **Tarieven voor de nieuwe gebruiksvormen in samenhang met de transitie:**

BRUGEL is van plan een specifieke studie uit te voeren om de mogelijkheid te evalueren van de invoering van specifieke tarieven voor de nieuwe gebruiksvormen (batterijen voor elektrische voertuigen, stationaire batterijen ...) met het oog op de ondersteuning van de energietransitie. Ook hier geldt, net als voor de bovengenoemde tarieven, dat als er vrijstellingen of gedifferentieerde tarieven zouden worden toegepast, deze voor een bepaalde periode zouden gelden en aan het einde van deze periode door BRUGEL zouden worden herzien. Het gaat onder meer om de volgende tarieven:

- Tarief voor aansluiting met flexibele toegang voor productie en consumptie;
- Tarief voor de versterking van het net voor aanvragen voor capaciteiten die groter zijn dan de fysieke capaciteiten die op de aansluitingen beschikbaar zijn;
- Tarief voor beschikbaar gestelde capaciteit (periodiek en niet-periodiek);
- Tarief voor capaciteitsreservering voor nieuwe projecten of ingrijpende renovaties;
- Tarief voor de terbeschikkingstelling van informatieve gegevens;
- Tarief voor operaties op afstand op slimme meters.

9.3 Maatregelen ter bescherming van de consumenten

Bovenal dienen we er ons bewust van te zijn dat door de complexe context, te wijten aan de energiecrisis, het vertrouwen van de afnemer in de markt lijkt af te brokkelen. Het is daarom ook belangrijk te proberen de acceptatie en het vertrouwen van de consument in de markt te verhogen. Een inclusieve energietransitie, die alle consumenten in staat stelt voordeel te halen uit de kansen die deze met zich meebrengt, moet dus enerzijds gepaard gaan met informatie voor het hele publiek en anderzijds duidelijk worden afgebakend om eventuele negatieve effecten voor de meest kwetsbare afnemers te voorkomen. Ze zou zich zo harmonieus mogelijk moeten voltrekken, met respect voor de specifieke kenmerken van elkeen.

BRUGEL suggereert, na evaluatie van de eraan verbonden kosten en eventuele juridische aanpassingen, de hieronder opgelijste acties. Aangezien de meeste van deze acties niet tot de directe bevoegdheid van de regulator behoren, zijn het suggesties van BRUGEL aan de bevoegde autoriteiten of de operatoren, waarvoor BRUGEL eveneens input kan leveren.

- Studie naar de conceptuele segmentering van kwetsbare afnemers, rekening houdend met onder andere de mate van onzekerheid en de digitale - en energiekloven. Deze studie zou in samenwerking met de betrokken sociale actoren moeten worden uitgevoerd;
- Identificatie en uitvoering van maatregelen die zijn aangepast aan elk in het vorige punt aangestipte segment, met het oog op een betere bepaling van de doelgroepen;
- Gedetailleerde gegevens over flexibiliteitsdiensten ter beschikking stellen in een begrijpelijke vorm door de vaststelling van een openbare dienstverplichting voor DNB's en commerciële marktspelers. BRUGEL pleit voor geharmoniseerde maatregelen tussen de drie gewesten;
- De DNG stelt aan hun aannemers tegen een verminderde prijs tools voor de opvolging van het verbruik ter beschikking, met name via een speciaal ontwikkelde applicatie of via "in-home display", in samenwerking met de sociale of publieke huisvestingsmaatschappijen;
- De DNB stelt een onthaaldienst voor afnemers ter beschikking (fysiek contact) om de afnemers te informeren over nieuwe diensten en bijbehorende toepassingen. Een samenwerking met het OCMW zou oordeelkundig zijn, net zoals dat het geval is voor andere sociale maatregelen;
- De reflectie die de Koning Boudewijnstichting in gang zette, voortzetten om het sociale tarief aan te passen zodat het inclusief wordt in termen van het belang van de betrokken afnemers om deel te nemen aan de flexibiliteitsdiensten. De huidige "all-in"-formule met een maximum van twee tijdsblokken biedt immers geen enkel belang voor deelname aan dynamische producten/diensten;
- De vereisten voor de informatie over en de transparantie van het aanbod van de commerciële actoren strikt omkaderen;
- Beoordelen of het opportuun is toe te staan dat in commerciële aanbiedingen binnen hetzelfde contract van variabele naar dynamische tarieven wordt overgeschakeld, met bijzondere aandacht voor de bescherming van kwetsbare afnemers;
- Een vragenlijst voorzien over het risicoprofiel voorafgaand aan het sluiten van een flexibiliteitscontract: de logica van het risicoprofiel is vergelijkbaar met de logica die in de banksector wordt gebruikt en kan op elke afnemer, kwetsbaar of niet, worden toegepast. In tegenstelling tot de financiële sector, waar alleen beleggers in risicovolle beleggingen worden uitgenodigd de vragenlijst in te vullen, zullen steeds meer afnemers in de energiesector te maken krijgen met prijsvolatiliteit en daarmee gepaard gaande risico's. De vragenlijst zal niet alleen op het risico zijn gericht, maar ook tot doel hebben de afnemer op transparante wijze te informeren over de door de commerciële actor aangeboden diensten en modellen.

Bovendien zal BRUGEL, zoals bepaald in artikel 30bis van de Elektriciteitsordonnantie, haar BRUSIM-instrument ter vergelijking ontwikkelen om leveringscontracten met dynamische tarifiering op te nemen.

10 Coördinatie tussen marktspelers

Het elektriciteitssysteem bestaat uit een lange waardeketen die vroeger sterk gesegmenteerd was: gecentraliseerde opwekking, groothandelsmarkten, balancering, transmissie, distributie, private netten, installaties van gebruikers. Met de energietransitie ontstaan er steeds sterkere interacties tussen deze verschillende componenten van het elektriciteitssysteem en vindt er een geleidelijke overdracht plaats van de verantwoordelijkheid voor de stabiliteit van het systeem van gecentraliseerde opwekking naar de volgende segmenten van de waardeketen, waarbij de eindafnemer steeds meer betrokken wordt. Het nieuwe concept van ELIA¹⁷ voor het toekomstige marktmodel illustreert deze veranderingen.

Deze ontwikkelingen vereisen gegevensuitwisselingen binnen de markt met een steeds hogere mate van detail en frequentie van de communicatie. Dit impliceert de noodzaak van coördinatie tussen de DNB's en de TNB enerzijds, tussen de netbeheerders en de commerciële marktspelers anderzijds, en tussen de regulatoren, georganiseerd binnen FORBEG, en de verschillende marktspelers.

10.1 Coördinatie tussen netbeheerders

De operatoren handelen, ieder voor zich, binnen het kader van hun wettelijke opdrachten in een sector die gekenmerkt wordt door steeds sterkere interacties met spelers van wie belangen steeds meer met elkaar concurreren. Een geslaagde coördinatie moet dus gebaseerd zijn op een geïntegreerde en geharmoniseerde visie van de netbeheerders die synergiën bevordert en de verwezenlijking van een globaal technisch-economisch optimum, dat niet noodzakelijkerwijs overeenstemt met het optimum dat door elke speler afzonderlijk wordt nagestreefd, in de hand werkt.

In dit verband is BRUGEL de volgende mening toegedaan:

- De DNB en de GTNB moeten een studie uitvoeren op basis van realistische scenario's voor de integratie van de nieuwe gebruiksvormen, rekening houdend met de beperkte capaciteitsreserves op de MS- en HS-netten;
- De DNB en de GTNB zijn verplicht gegevens uit te wisselen over de nieuwe gebruiksvormen;
- De DNB en de federale transmissienetbeheerder moeten samenwerken ter bestrijding van de gaming van de commerciële spelers, die in de verleiding kunnen komen gebruik te maken van de diensten om opzettelijk veroorzaakte congestieproblemen op het net op te lossen.

¹⁷<https://www.elia.be/nl/users-group/werkgroep-system-operations-en-european-market-design/2021/029-3th-roundtable-consumer-centric-market-design>

10.2 Coördinatie tussen netbeheerders en marktspelers

In het kader van de inspanningen om de praktijken tussen de gewesten te harmoniseren, is BRUGEL de volgende mening toegedaan:

- De netbeheerders zijn verplicht om in overleg en samenwerking met de verschillende spelers een marktforum te creëren voor de harmonisatie en standaardisatie van de flexibiliteitsproducten voor de DNG's, met inbegrip van de definitie van de 'baselines';
- De netbeheerders zijn verplicht om er in overleg met de commerciële spelers voor te zorgen dat eerlijke, evenredige en transparante procedures worden vastgesteld voor het beheer van de activeringen van de flexibiliteitsdiensten en voor de standaardisatie en vereenvoudiging van de prekwalificatieprocedures met betrekking tot de installaties van klanten die op hun netten zijn aangesloten.

In het kader van zijn opdracht om toe te zien op de goede werking van de markt, is BRUGEL van plan periodieke en specifieke audits uit te voeren over de rol van de netbeheerders als facilitatoren van de flexibiliteitsmarkt.

10.3 Overleg tussen regulatoren en marktspelers

Gelet op de koppelingen van de klein- en de groothandelsmarkten en de gelegenheid om de geharmoniseerde marktvoorwaarden onder de drie gewesten te vergemakkelijken, is BRUGEL de mening toegedaan dat moet worden nagedacht over manieren om FORBEG de nodige middelen te verstrekken, met inbegrip van de mogelijkheid van een formeel statuut, om een steeds centralere rol te spelen in de uitwisselingen tussen de regulatoren en de marktspelers.

* *

*

II Bijlagen:

II.1 Studies in opdracht van BRUGEL over de flexibiliteitsmarkt

II.1.1 VITO-studie: Analyse van het kader van de flexibiliteitsmarkt

Deze studie was gericht op het onderzoek van het wettelijk, regelgevend en regulerend kader van de flexibiliteitsmarkt om het volgende in kaart te brengen:

- de regulerende (reglementaire en tarifaire) belemmeringen voor de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt;
- de nuttige en nodige regulerende (reglementaire en tarifaire) maatregelen voor de ontwikkeling van de flexibiliteitsmarkt;
- de begeleidende maatregelen om de deelname van afnemers aan de flexibiliteitsmarkt te bevorderen.

II.1.2 Studie Deplasse & partners: Definitie van een compensatiemechanisme door de DNB

Deze studie was gericht op de definitie van een compensatiemechanisme in geval van beperking of onderbreking van een flexibiliteitsdienst door de netbeheerder, in strijd met de eerder vastgestelde voorwaarden. Het was de bedoeling de volgende elementen in kaart te brengen;

- objectieve, transparante en niet-discriminerende voorwaarden ter omkadering van het recht van de netbeheerder om de activering van een flexibiliteitsdienst door de afnemer te beperken of te onderbreken;
- een regeling betreffende compensatie door de netbeheerder aan de betrokken partijen wanneer hij de bovengenoemde voorwaarden niet naleeft.

II.2 Raadplegingsverslag

Het ontwerpadvies van BRUGEL werd, samen met de bijgevoegde studies, voorgelegd aan een openbare raadpleging die BRUGEL tussen 13 juni 2022 en 15 juli 2022 organiseerde. Naar aanleiding van deze openbare raadpleging heeft BRUGEL reacties ontvangen van de volgende actoren:

- Elia Transmission Belgium
- Sibelga
- Infrabel
- Infor GazElec;
- EV Belgium
- EnergyVision/EnergyDrive

Zoals reeds vermeld werd er vooraf een ontwerpadvies voorgelegd aan een beperkte raadpleging met de belangrijkste actoren en consumentenorganisaties die actief zijn op de energiemarkt.

Tijdens deze raadplegingen kon BRUGEL, schriftelijk en tijdens de daartoe georganiseerde uitwisselingen, de bezorgdheden en suggesties van de betrokken partijen verzamelen om er in haar eindadvies rekening mee te houden. BRUGEL heeft elk van de punten die door de auteurs aan de orde zijn gesteld zorgvuldig bestudeerd om de nodige verduidelijking te geven, waarvan we hopen dat ze voldoende is. Al deze bijdragen zullen op de website van BRUGEL worden gepubliceerd.

De belanghebbenden die deelnamen aan de beperkte of openbare raadpleging juichten het initiatief van BRUGEL over het algemeen toe. Het initiatief heeft tot doel heeft een regelgevend kader voor te stellen dat bevorderlijk is voor een inclusieve energietransitie, de integratie van laadpalen en de ontwikkeling van een slim netwerk dat in staat is de uitdagingen van de transitie aan te gaan en te beantwoorden aan de eisen van de markt.

In dit deel worden de opmerkingen en aandachtspunten van de deelnemers aan de openbare raadpleging samengevat en per thema voorgesteld. Verdere details worden rechtstreeks in de desbetreffende paragrafen van dit advies verstrekt.

11.2.1 Betreffende het toepassingsgebied van dit advies

Uit bepaalde reacties die tijdens de openbare raadpleging zijn ontvangen, blijkt dat de reikwijdte van dit advies moet worden verduidelijkt. BRUGEL heeft immers de draagwijdte van haar advies beperkt, door rekening te houden met de volgende elementen:

- Focus op de vraag naar laadpaalcapaciteit: sommige actoren hebben erop gewezen dat de visie van BRUGEL geen rekening houdt met andere belastingen zoals elektrische verwarming of warmtepompen. Er zij eerst aan herinnerd dat BRUGEL in de vorige versie van dit advies, in beperkte raadpleging met de verschillende actoren, een mechanisme heeft voorgesteld voor de regulering van de statische vraag naar capaciteit voor de verschillende gebruiken (elektrische voertuigen, elektrische verwarming, warmtepompen, traditionele toepassingen, enz.). Dit mechanisme werd door verschillende actoren, waaronder zij die deze lacune hebben aangekaart, als complex en voorbarig beschouwd. Daarom heeft BRUGEL haar hervormingsvoorstellen in dit advies toegespitst op de particuliere oplaadpunten, hoewel zij zich ervan bewust is dat al deze maatregelen van toepassing blijven op andere gebruiken die zich achter de hoofdmeter bevinden. Wij zijn tevens van mening dat de ontwikkeling van het smartgrid en de aanpassing van het beleid inzake asset management van de operatoren ook andere toepassingen ten goede moeten komen;
- Focus op particuliere laadpalen voor elektrische voertuigen: de regelgeving betreffende de openbare laadpalen is relatief ver gevorderd, meer bepaald via de bestekken voor overheidsopdrachten, de richtsnoeren van het Gewest en de mobiliteitsordonnantie. In haar advies heeft BRUGEL zich toegespitst op particuliere laadpalen waarvoor nog geen adequate regelgeving bestaat om een anarchistische uitrol van die laadpalen te voorkomen. De voorgestelde regelgevings- en tariefmaatregelen hebben dan ook geen betrekking op de openbare laadpalen;
- Focus op gebruikers met slimme meters: netgebruikers met een aansluitvermogen van 56kVA of meer beschikken over een AMR-meter. Deze afnemers kunnen reeds deelnemen aan de

flexibiliteitsdiensten die worden aangeboden door de transmissienetbeheerder. Het geldende kader laat echter niet de deelname aan alle diensten toe en de processen voor het automatische beheer van de activeringen zijn nog niet goedgekeurd; BRUGEL deelt dus de mening van de operatoren (ELIA en SIBELGA) dat er ook een duidelijk kader moet worden voorzien voor de afnemers die zijn aangesloten op middenspanning. In dit verband is BRUGEL van plan de grondige herziening van het technisch reglement voor de distributie en het gewestelijk transmissienet aan te grijpen om ook de regelgevende instrumenten te behandelen die moeten worden ingevoerd om de deelname van de afnemers die op dit net zijn aangesloten aan de flexibiliteitsmarkt te vergemakkelijken;

- Focus op de openbare elektriciteitsnetten die door SIBELGA en ELIA worden beheerd. Deze keuze is ingegeven door de volgende overwegingen: enerzijds worden deze netten het eerst geconfronteerd met de komst van nieuwe gebruiken en anderzijds zijn de spoortractienetten nog niet goedgekeurd om hun mogelijke bijdrage aan de integratie van laadpalen voor elektrische voertuigen te onderzoeken;
- Focus op de instrumenten voor tariefregulering en de regelgevende tools die onder de bevoegdheid van BRUGEL vallen. Voorstellen die niet onder de bevoegdheid van BRUGEL vallen, worden in voorkomend geval als voorstel aan de betrokken overheid geformuleerd. Het gaat bijvoorbeeld over de schadevergoedingsregeling in geval van niet-naleving door de DNB van de in het technisch reglement vastgelegde modaliteiten voor de toegangsbeperking. In dit verband verzet BRUGEL zich niet tegen de voorgestelde maatregelen voor energiezuinigheid of andere oplossingen voor energie-efficiëntie van gebouwen die door de bevoegde overheden zouden kunnen worden aanbevolen.

11.2.2 Betreffende de raadplegingsprocedure

Verscheidene actoren wezen op het gebrek aan tijd en soms aan middelen om de relevantie van de door BRUGEL voorgestelde maatregelen te onderzoeken. Dit is een onderwerp dat voortdurend in ontwikkeling is en waarvan de concepten nog niet op grote schaal zijn toegepast. Daarom pretendeert BRUGEL niet in één enkel document een sluitend kader aan te bieden, aangezien op basis van ander toekomstig overleg, inclusief studies, hervormingen van de technische reglementen en de tariefmethodologie, de relevantie van de voorgestelde maatregelen met de verschillende actoren zal worden onderzocht. Het doel van dit advies is dan ook deze besprekingen op gang te brengen om te komen tot het meest geschikte regelgevings- en tariefkader voor ons Gewest;

11.2.3 Betreffende de leidende beginselen van BRUGEL

Globaal genomen staan de meeste actoren achter de principes die BRUGEL volgt als basis voor de voorgestelde maatregelen. Een aantal belanghebbenden maakt echter de volgende opmerkingen:

- Betreffende beginsel I: met dit beginsel wordt beoogd maatregelen te ontwikkelen om de toegang tot de flexibiliteitsmarkt op het laagspanningsnet te deblokken en te vergemakkelijken. Verscheidene belanghebbenden zijn voorstander van een combinatie van vereenvoudigde procedures en tariefmaatregelen. De DNB vestigt echter de aandacht van BRUGEL op de noodzaak om de zaak in zijn totaliteit aan te pakken en zich niet te beperken tot laadpalen voor elektrische voertuigen. BRUGEL herinnert eraan dat zij reeds een mechanisme voor alle gebruik heeft voorgesteld, maar dat dit complex en voorbarig werd geacht. Bijgevolg stelt BRUGEL een geleidelijke reguleringsstrategie voor door het probleem van de laadpalen aan te pakken, een probleem dat zich wellicht zal stellen vooraleer andere problemen aan de orde komen. Bovendien zijn de voorgestelde oplossingen, met inbegrip van de structurering van het toegangspunt, evengoed van toepassing op de overige gebruiken;

- Betreffende beginsel 2: alle belanghebbenden zijn het erover eens dat de energietransitie inclusief moet zijn, maar sommigen trekken de relevantie van de voorgestelde maatregelen in twijfel. De DNB stelt zelfs voor dit beginsel niet in de definitieve versie van het advies op te nemen omdat het een bredere scope heeft dan het advies. BRUGEL herinnert eraan dat dit beginsel deel uitmaakt van haar strategische doelstellingen en dat zij zich bewust is van de noodzaak om rekening te houden met het advies van alle actoren om zeker te zijn dat de juiste maatregelen de juiste afnemers treffen;
- Betreffende beginsel 3: De operatoren, SIBELGA en ELIA, zijn van mening dat hun beleid inzake asset management gebaseerd is op een langetermijnvisie die rekening houdt met de verwachte ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt. In deze context is SIBELGA voorstander van het voorstel van BRUGEL om vóór 1 januari 2024 een smartgrid-stappenplan te lanceren en stelt ELIA voor om met SIBELGA samen te werken aan de uitvoering van dit stappenplan, aangezien de investeringen in het gewestelijke transmissienet ervan afhangen;
- Betreffende beginsel 4: gelet op de onzekerheid over de ontwikkeling van de flexibilitetsmarkt pleiten sommige actoren voor een flexibele regelgeving om deze te zijner tijd te kunnen aanpassen aan de technologische ontwikkelingen of aan de door de markt aangeboden diensten. BRUGEL deelt deze mening en stelt daarom regelgevende en tarifaire tools voor die adaptief zijn in hun uitvoering. De tenuitvoerlegging van deze instrumenten vergt immers een zekere tijd en wettelijke procedures die moeten worden nageleefd, terwijl de marktdynamiek over het algemeen sneller verloopt. Daarom wil BRUGEL deze instrumenten invoeren met toepassingsvoorwaarden die mettertijd kunnen evolueren in functie van de behoeften die zullen worden uitgedrukt;
- Betreffende beginsel 5: met dit beginsel wordt beoogd de operatoren verantwoordelijk te maken voor de gepastheid en de verwezenlijking van hun ontwikkelingsplannen. In het algemeen vindt de DNB dat de voorgestelde maatregelen de verantwoordelijkheid hoofdzakelijk bij de netbeheerders leggen en dat huidig advies voorbijgaat aan de andere actoren of de gebruiker die er ook bij betrokken kunnen zijn. BRUGEL nuanceert deze bewering, omdat in dit advies ook strafmaatregelen worden voorgesteld (risico op beperking van de toegang, betaling van onnodige verplaatsingskosten, risico op verlies van vergoeding, enz.) voor DNG's die weigeren aangifte te doen van hun laadpaal. Bovendien wijst BRUGEL op de centrale rol van de beheerders in het welslagen van de energietransitie en het vergemakkelijken van de toegang tot de markt door de ontwikkeling van interoperabele en betrouwbare netten in het kader van nieuwe gebruiken. Deze rol vereist meer verantwoordelijkheid van hun kant en zet de regelgever ertoe aan nauwlettend toe te zien op de goede uitvoering van hun taken. Bovendien is BRUGEL bereid om alle voorstellen te onderzoeken die erop gericht zijn ook de andere marktspelers te responsabiliseren, met als doel een evenwichtig, billijk en gunstig kader te scheppen voor de vastgestelde uitdagingen;

Voorts lijken de operatoren geen voorstander te zijn van een objectieve verantwoordelijkheid in hun hoofde voor de naleving van hun planning, aangezien de uitvoering van de voorgestelde investeringen afhangt van exogene factoren waarop zij geen vat hebben en het risico van boetes wegens niet-nakoming van hun verplichtingen negatieve gevolgen kan hebben, met name door overinvesteringen. BRUGEL begrijpt de impact van externe factoren op de effectieve uitvoering van de investeringen die de operatoren voorstellen in hun ontwerp van ontwikkelingsplannen, maar wijst er toch op dat BRUGEL de operatoren wil aanmoedigen om een raming van de gebruikersbehoeften te maken die rekening houdt met de marktontwikkelingen en de nieuwe gebruiken, en om de investeringen in koper en slimme

toepassingen te optimaliseren, om te garanderen dat aan die behoeften wordt voldaan met de minst mogelijke maatschappelijke inspanning en niet uitsluitend door de technische en economische optimalisatie van de netoperatoren;

11.2.4 Betreffende de voorstellen ter regulering van de vraag en het gebruik van netcapaciteit

- Wat betreft de doeltreffendheid van de voorgestelde maatregelen voor de integratie van laadpalen van elektrische voertuigen in het distributienet: de DNB betwijfelt of de maatregelen voor de laadpalen doeltreffend zijn om de congestieproblemen op te lossen die door de elektrische verwarming zullen worden veroorzaakt. Bovendien vindt de DNB de voorgestelde limiet om een minimaal vermogen aan de laadpaal te garanderen te hoog, terwijl andere actoren deze te laag vinden. BRUGEL pretendeert niet alle problemen op te lossen; in haar ontwerpadvies dat ter beperkte raadpleging werd voorgelegd, heeft BRUGEL een mechanisme voorgesteld waarmee ook het probleem van de elektrische verwarming kan worden opgelost. Dit mechanisme werd door verscheidene belanghebbenden, waaronder de DNB, als complex en voorbarig beschouwd. BRUGEL ziet de regulering van de laadpalen als een middel om een anarchistische ontplooiing van die laadpalen te vermijden, als een tool om een probleem aan te pakken dat dreigt te ontstaan vóór de grootschalige ontplooiing van de elektrische verwarming en als een stimulans voor de operatoren om het paradigma van hun beleid inzake asset management te veranderen en voor de ontwikkeling van slimme netten, die nuttig zullen zijn voor de integratie van alle andere toepassingen die door de energietransitie en het beleid van de gewestelijke overheden worden bevorderd;
- Voorstel voor capaciteitsdeling tussen publieke of private netwerkbeheerders: andere actoren, zoals Infrabel, stellen andere manieren voor om de beschikbare capaciteit te optimaliseren om het gebrek aan publieke netcapaciteit op bepaalde plaatsen voor het aansluiten van laadpalen voor elektrische voertuigen op te vangen. Het gaat daarbij vooral om enerzijds de mogelijkheid om de laadpalen van de gebruikers aan te sluiten wanneer het openbare elektriciteitsnet dit niet met aanvaardbare technische en economische oplossingen biedt, en anderzijds de mogelijkheid om energie uit te wisselen tussen de tractienetten, om de elektrische bussen van de MIVB te voeden. Deze opties moeten vanuit technisch, economisch en juridisch oogpunt worden onderzocht alvorens een beslissing te nemen over het meest geschikte regelgevingskader. BRUGEL, is reeds besprekingen met de betrokken partijen aangegaan en is voornemens de besprekingen voort te zetten, om de technische en juridische haalbaarheid van deze voorstellen te onderzoeken.
- Wat betreft de impact van de beperking van het gegarandeerde vermogen van de laadpaal tot 4 kVA op het bedrijfsmodel van de openbare laadpalen, wijst BRUGEL op het feit dat deze maatregel niet van toepassing is op de laadpalen die publiek toegankelijk zijn en niet tot doel heeft het beschikbaar gestelde vermogen aan de laadpaal te beperken. De voorgestelde limiet van 4 kVA is bedoeld om de gebruiker te garanderen dat hij vrij kan beschikken over dit minimumvermogen, met name via de ontwikkelingsplannen van de elektriciteitsnetten in Brussel. Bovendien moet deze drempel de gebruiker ertoe aanzetten zich uit te rusten met oplossingen om de afname van het net te optimaliseren en de DNB ertoe aanzetten de functionaliteiten van het slimme net te ontwikkelen, om de investeringen in duur koper en stroombronnen te optimaliseren. Bovendien zal de gebruiker het recht hebben om hogere vermogens te vragen door middel van

drempeltarieven, waarvan BRUGEL de haalbaarheid en de impact wil evalueren bij de hervorming van de tariefstructuur;

- Invoering van technische flexibiliteit: deze maatregel betreft de wijze waarop de DNB zijn recht uitoefent om het door de laadpalen afgenomen vermogen onder bepaalde voorwaarden te beperken. Verscheidene actoren zijn van mening dat deze maatregel de toekomstige markt van de flexibiliteitsdiensten verlamt en dat de door de beperkingen getroffen gebruikers en belanghebbenden derhalve moeten worden gecompenseerd. BRUGEL herinnert er in de eerste plaats aan dat deze maatregel werd voorgesteld om het in de ordonnantie vastgelegd recht van de operatoren uit te oefenen om de bevoorradingszekerheid op hun net te waarborgen. In dit advies stelt BRUGEL aan de regering voor om een compensatieregeling goed te keuren voor de beperkingen van het gegarandeerde vermogen voor de laadpalen. Bovendien pleit BRUGEL in dit advies voor de aanpassing van het beleid inzake asset management van de operatoren en de invoering van een slim netwerk als voorwaarde voor de ontwikkeling van een lokale flexibiliteitsmarkt die de marktspelers in staat zou stellen oplossingen voor te stellen voor de vervanging of de verhoging van de capaciteit van het elektriciteitsnet. Met het oog op een algemeen maatschappelijk optimum stelt BRUGEL bovendien voor om bepaalde tarieven te bestuderen die de netgebruikers zouden aanmoedigen om bij te dragen tot oplossingen voor de congestie en de capaciteitsbehoeften;

11.2.5 Betreffende de voorstellen om de toegang tot de flexibiliteitsmarkt te vergemakkelijken

- Wat betreft de uitvoering van effectbeoordelingen voorafgaand aan de uitvoering van de voorgestelde regulerings- en tariefinstrumenten, herinnert BRUGEL eraan dat zij in het kader van de herziening van de tariefmethodologie een studie heeft gelanceerd over de hervorming van de tariefstructuur, die rekening houdt met nieuwe gebruiken. De voorgestelde tariefinstrumenten zullen in het kader van deze studie worden onderzocht. Bovendien heeft BRUGEL aangekondigd dat zij voorafgaand aan de invoering van een lokale flexibiliteitsmarkt studies zal uitvoeren om te peilen naar de behoeften voor een dergelijke markt en de capaciteit van de actoren om hieraan gerelateerde diensten aan te bieden. De operatoren zullen ook verzocht worden om bepaalde evaluaties uit te voeren, elk voor wat hen betreft, om te peilen naar de behoeften en de gevolgen van de activering van deze diensten;
- Wat de implementatie van smartgrid-functionaliteiten betreft: alle actoren zijn voorstander van de ontwikkeling van het smartgrid, maar de DNB lijkt de doeltreffendheid van bepaalde maatregelen, zoals het 'traffic light' en het delen van gegevens over de staat van het net met de markt, in twijfel te trekken. BRUGEL herinnert eraan dat zij zich als regulator beperkt tot het definiëren van het nagestreefde doel (het WAT), dat in dit geval het vermogen van de DNB is om precieze informatie over de staat van zijn net mee te delen om de spelers in staat te stellen flexibiliteitsdiensten te activeren in de delen van het net die over voldoende capaciteit beschikken. Het voorbeeld van het 'traffic light' is door de DNB zelf voorgesteld en de haalbaarheid ervan valt onder de bevoegdheid van de DNB om de passende middelen (het HOE) te bepalen;
- Wat de toegang van de DNB tot de gegevens van de laadpaal betreft (locatie, beschikbaar gesteld vermogen, enz.), vragen sommige belanghebbenden zich af of deze maatregel redelijk en evenredig is en wat de onderliggende behoefte zou zijn. Zoals reeds eerder

vermeld, hebben de in dit advies voorgestelde maatregelen uitsluitend betrekking op particuliere laadpalen en gelden zij niet voor laadpalen die voor het publiek toegankelijk zijn. BRUGEL acht het noodzakelijk dat de DNB op de hoogte kan worden gebracht van de aanwezigheid van de laadpalen om ze beter te integreren in zijn beleid inzake asset management en er rekening mee te houden in geval van congestie. Bovendien moet de DNB, in zijn rol van marktfacilitator, de marktspelers in staat stellen om diensten aan te bieden voor de laadpalen en moeten de gebruikers voor deze diensten een contract kunnen sluiten met de speler van hun keuze. Vanuit dit oogpunt heeft BRUGEL geen begrip voor de IT-implementatieproblemen om de gegevens van de laadpaal te integreren in de pre-switching functie van de MIG, die de DNG aanvoert voor deze maatregel. Om de DNB in staat te stellen informatie te verzamelen over de aanwezigheid van de laadpalen, heeft BRUGEL in dit advies een verplichting voor de gebruiker voorgesteld om zijn laadpaal aan te geven, op straffe van beperking, het niet ontvangen van een vergoeding of het betalen van de onnodige verplaatsingskosten van de DNB; SIBELGA betwijfelt de doeltreffendheid van deze maatregelen en meent zelfs dat de gebruiker er geen belang bij zal hebben zich te melden en zich transparant te gedragen. Anderzijds stelt SIBELGA voor de installateurs te betrekken bij de aangifte van de laadpalen of de gegevens van de slimme meters te gebruiken om de aanwezigheid van een laadpaal bij de gebruiker vast te stellen. BRUGEL is van mening dat deze alternatieve maatregelen verder moeten worden onderzocht, wat met name zal gebeuren tijdens de grondige hervorming van het technisch reglement;

- Wat betreft de gevolgen van het dynamische tarief voor bepaalde afnemers: sommige belanghebbenden dringen erop aan dat men rekening houdt met de gevolgen voor bepaalde afnemers, met name de kleine consumenten, van bepaalde maatregelen die in dit advies worden voorgesteld of die door de Europese richtlijnen worden bevorderd, zoals de dynamische tarieven. Deze belanghebbenden willen niet dat de klanten rechtstreeks het sourcing of balancing risico dragen en dat het aan de betrokken actoren is om de beste prijzen te garanderen. Daarom moeten er oplossingen worden bestudeerd die een prijsplafond voorstellen. BRUGEL deelt deze bezorgdheid en heeft daarom in dit advies bepaalde aanbevelingen aan de bevoegde overheden voorgesteld om dit risico te beperken. BRUGEL zal blijven nadenken over de marktpraktijken die zullen worden ingezet;
- Wat het voorstel tot vaststelling van een specifiek voorschrift voor de aansluiting van particuliere laadpalen betreft, beoogt BRUGEL niet de tussen de regulatoren en SYNERGIRD besproken versie goed te keuren, maar een nieuw voorschrift vast te stellen dat rekening houdt met de aandachtspunten die BRUGEL tijdens deze uitwisselingen heeft aangehaald en die in dit advies worden herhaald;
- Wat de mogelijkheden van dynamisch opladen aan de laadpaal betreft, wil BRUGEL dit type van opladen niet verbieden en stelt zij in dit advies een nieuwe structurering van het toegangspunt voor (met verschillende toegangsgerechtigden), precies om alle types van opladen aan te moedigen. BRUGEL is echter van plan om bij de hervorming van de tariefmethodologie de middelen te onderzoeken om de capaciteitsvraag te rationaliseren teneinde de capaciteitsinvesteringen op de netten te beperken. In deze context zal BRUGEL de haalbaarheid onderzoeken van de invoering van een versterkingstarief om gebruikers die extra vermogen willen vragen aan de standaardaansluitingen, in staat te stellen bij te dragen aan de infrastructuurinvesteringen die stroomopwaarts van hun toegangspunten nodig zijn;
- Wat betreft de noodzaak om structurele uitwisselingen tussen SIBELGA en ELIA tot stand te brengen voor een betere integratie van nieuwe toepassingen (elektrische voertuigen, flexibiliteitsdiensten, enz.), is BRUGEL gerustgesteld over de bereidheid van de

netoperatoren om de verschillende projecten voor de invoering van uitwisselingsplatforms uit te voeren om de actoren toegang te geven tot deze gegevens en de gebruikers aangepaste diensten aan te bieden. BRUGEL zal haar overleg met de betrokken actoren voortzetten om een passend reglementair kader voor deze uitwisselingen uit te werken;

- Wat betreft de maatregel ter vereenvoudiging van de prekwalificatieprocedures vóór de activering van flexibiliteitsdiensten, heeft BRUGEL de mogelijkheid voorgesteld om op verzoek van de dienstverlener of aggregator een procedure per afnemerpool in te voeren. De uitvoering van een proefproject voorafgaand aan de vaststelling van deze procedures, zoals door sommige actoren is voorgesteld, lijkt ons nuttig en moet in overleg met de betrokken actoren plaatsvinden. BRUGEL nodigt de operatoren, als facilitator van de flexibiliteitsmarkt, dan ook uit om het nodige overleg te plegen voor de invoering van prekwalificatieprocedures die aangepast zijn aan en in verhouding staan tot de veiligheidseisen van hun netten;
- Wat betreft de structurering van het toegangspunt om verschillende actoren en verschillende diensten achter hetzelfde toegangspunt mogelijk te maken, pleiten de actoren voor een harmonisatie van de procedures en technische oplossingen op Belgisch niveau. BRUGEL deelt deze mening en werkt met name binnen FORBEG aan een gemeenschappelijke basis die nieuwe spelers zou aanmoedigen om de markt te betreden en de kosten voor het activeren van flexibiliteitsdiensten zou verlagen;
- Met betrekking tot het beheer van de toestemming van de gebruiker voor de activering van de communicatie van de laadgegevens: in haar ontwerpadvies maakt BRUGEL een onderscheid tussen de actor die de toestemming verzamelt naargelang het gaat om de plaatsing van de slimme meter of de communicatie van de gegevens. Dit onderscheid geldt voor alle andere diensten, hoewel BRUGEL het eens is met de suggestie van SIBELGA dat de toestemming van de afnemers die hun laadpaal activeren om de gegevens van hun slimme meter te delen, impliciet moet zijn.

11.3 Ontvangen reacties in het kader van de openbare raadpleging

ELIA TRANSMISSION BELGIUM – 15/7/2022

Reactie Elia Transmission Belgium op het ontwerpadvies van Brugel betreffende de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten en de integratie van nieuwe elektrische gebruiksvormen



Content

1.	Algemene reactie	3
1.1	Towards a Consumer-Centric and Sustainable Electricity System	3
1.2	Flexibiliteit op laagspanning noodzaakt gegevensuitwisseling tussen Elia & DNB's	3
1.3	Toepassingsgebied en impactanalyse	4
2.	Specifieke opmerkingen	5
2.1	Leidende beginselen	5
2.2	Laadpalen voor elektrische voertuigen	7
2.3	Integratie van de flexibiliteit in het Asset Management	7
2.4	Markttoegang	7
2.5	Coördinatie tussen actoren	8

1. Algemene reactie

Met interesse hebben we kennisgenomen van het ontwerpadvies dat ons eerder door Brugel werd overgemaakt. Als beheerder van het regionaal transportnet en betrokken partij wenst Elia Transmission Belgium (hierna 'Elia') ook graag schriftelijk haar input over te maken op het ontwerpadvies.

Elia speelt niet enkel een rol als netbeheerder van het regionaal transportnet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest maar ook als transmissienetbeheerder voor de Belgische regelzone. Elia werkt dan ook, in samenwerking met de marktpartijen, netbeheerders en regulatoren aan het verder openen van de markt(en) voor flexibele assets, zoals elektrische voertuigen en warmtepompen.

1.1 Towards a Consumer-Centric and Sustainable Electricity System

In 2021 publiceerde Elia een visienota over een consumentgericht en duurzaam elektriciteitssysteem. De aanleiding hiervan vormt de integratie van variabele en decentrale energiebronnen en de toenemende elektrificatie van de samenleving om klimaatneutraliteit te realiseren. Beide factoren zullen een aanzienlijke impact hebben op het elektriciteitssysteem en zullen zorgen voor nieuwe uitdagingen om het evenwicht tussen de energievraag en het aanbod blijvend te garanderen. Door de opkomst van warmtepompen, elektrische voertuigen en digitalisering zullen consumenten in de toekomst op een andere manier kunnen interageren met het elektriciteitssysteem dan vandaag het geval is. De inherente flexibiliteit van deze toepassingen laat consumenten toe om maximaal gebruik te maken van het elektriciteitssysteem en tegelijkertijd een bijdrage te leveren aan een duurzaam systeemevenwicht en bevoorradingszekerheid. De deelname van deze flexibiliteit is van bijzonder belang voor Elia in het kader van de uitoefening van haar wettelijke opdrachten. Met het 'Consumer Centric Market Design' tracht Elia de consument centraal te plaatsen in het model. Het moet hen mogelijk maken op eenvoudige wijze hun flexibiliteit te valoriseren, hun zelf opgewekte energie uit te wisselen of te verkopen, te ageren op markt –en prijssignalen en gebruik maken van diverse diensten achter de meter. Samen met verschillende stakeholders en marktpartijen hebben we de afgelopen maanden een constructieve dialoog opgezet om het model verder te verfijnen. We zetten dit traject ook in 2022 verder en streven naar een implementatie in 2023. Aangezien deze visie strookt met de algehele doelstelling van het flexibiliteitsplan, ondersteunt Elia het initiatief van Brugel en willen we bovengenoemde raakvlakken tussen het 'consumer centric market design' en dit advies met Brugel graag verder bespreken.

1.2 Flexibiliteit op laagspanning noodzaakt gegevensuitwisseling tussen Elia & DNB's

De ontwikkeling van flexibiliteit bij netgebruikers aangesloten op het distributienet, voor de ondersteunende diensten van Elia, brengt ook uitdagingen met zich mee op het gebied van gegevensuitwisseling tussen betrokken partijen. Om verdere deelname van distributienetgebruikers (in het bijzonder aangesloten op laagspanning) aan de flexibiliteitsdiensten in de verschillende markten te faciliteren, zal een efficiënte gegevensuitwisseling noodzakelijk zijn om deze processen gestroomlijnd te laten verlopen.

Zo werkt Elia vandaag met de distributienetbeheerders samen om de uitwisseling van gegevens op een structurele en efficiënte manier te organiseren en worden hiervoor in enkele samenwerkingsprojecten communicatieplatformen uitgewerkt. Deze projectsamenwerkingen omvatten een 'proof of concept' voor de levering van FCR door netgebruikers aangesloten op het distributienet en een 'use case' aFRR in het kader van het Internet of Energy ecosysteem. In de toekomst zal meer en meer (near-real time) gegevensuitwisselingen nodig zijn om de ontwikkeling van flexibiliteit te

kunnen beheersen. Binnen Synergrid bekijken Elia en de distributienetbeheerders welke gemeenschappelijke platformen opgezet moeten worden om de datastromen te capteren en de uitwisseling zo efficiënt mogelijk te laten verlopen. Deze gemeenschappelijk platformen hebben tot voordeel dat elke netbeheerder toegang heeft tot de totale waardeketen van flexibiliteitsdiensten en laat toe dat de rollen en verantwoordelijkheden van éénieder maximaal gerespecteerd worden.

Er dient een kader te worden voorzien om de mogelijkheid aan Elia (en eventueel ook andere DSO's) te bieden voor het verwerken en beheren van:

- gegevens van de nieuwe gebruiksvormen,
- meet-en meteringgegevens van de slimme meter,
- gegevens van het toegangsregister,
- voor de drie hierboven vermelde elementen, met inbegrip van persoonsgegevens,

in de strikte mate dat dit noodzakelijk is voor de in het wettelijk kader aan Elia toebedeelde taken of met het consent van de netgebruiker. Dit is noodzakelijk in het kader van o.a. niet frequentie gerelateerde diensten, deelname aan flexibiliteits- en/of balanceringsdiensten die door Elia worden uitgevoerd.

Deze toegang tot data is ook belangrijk in het kader van de consumer centric visie.

1.3 Toepassingsgebied en impactanalyse

In het ontwerpadvies wordt er een zeer sterke focus gelegd op laadpalen, hoewel een globalere aanpak met betrekking tot alle flexibele assets nodig is. Ook de integratie van warmtepompen, thuisbatterijen en andere flexibele assets is van belang voor de energietransitie.

Elia merkt ook op dat de analyse en de voorgestelde instrumenten voornamelijk op flexibiliteit op het distributienet doelen. Elia wenst op te merken dat ondanks het beperkt aantal netgebruikers op het regionaal transportnet in het Brussels Hoofdstedelijk gewest, deze eindgebruikers niet vergeten mogen worden. Zo moeten uitwisselingen tussen netgebruikers uit verschillende regio's en over verschillende spanningsniveaus heen mogelijk zijn. Daarom stelt Elia het ook op prijs dat Brugel zelf aangeeft dat een goede coördinatie tussen de regulatoren noodzakelijk is. Elia spreekt zich echter niet uit over de vorm van dit overleg (formele Forbeg zoals door Brugel voorgesteld, of ander).

Daarnaast merkt Elia op dat Brugel zelf geen impactanalyse heeft uitgevoerd. Elia wil daarom ook aandringen op het nut van bijkomende analyses alvorens deze voorstellen in het toepasselijk wettelijk en regelgevend kader worden vertaald. Enerzijds dienen de voorgestelde initiatieven grondig geëvalueerd worden, en anderzijds dienen ook alternatieven die niet werden weerhouden bestudeerd worden – zoals bijvoorbeeld het kader voor flexibiliteit dat in andere regio's wordt uitgewerkt en toegepast. Zo moet men in acht nemen dat de voorgestelde mechanismen geen averechts kunnen hebben op de deelname van deze assets aan andere flexibiliteitsmarkten die hun toepassing vinden op het niveau van de Belgische regelzone (zoals de balanceringsmarkten), of aan congestiebeheer (via het zogenaamde iCAROS product), of aan flexibiliteitsproducten in de andere regio's.

Ook is het voor Elia noodzakelijk dat dergelijke impactanalyse op het niveau van het regionaal transportnet wordt uitgevoerd, en niet enkel op het distributienet of distributienetgebruikers focust. Elia blijft dan ook ter beschikking van Brugel om, eventueel in samenwerking met Sibelga, dit nader te onderzoeken. *In fine* is het voor elke partij rond de tafel de bedoeling om marktbarrières voor de deelname van flexibele assets aan flexibiliteitsmarkten zo veel als mogelijk op te heffen, zonder bijkomende neveneffecten te creëren die deze deelname aan andere markten zou kunnen verhinderen.

Toch wil Elia benadrukken dat dit enige tijd vergt en dat het termijn van deze consultatie onvoldoende was voor Elia om hier een kwalitatief antwoord op te kunnen bieden. Het is belangrijk om de concepten helder te definiëren en de verschillende eigenschappen van de in aanmerking komende netten goed van elkaar te onderscheiden om misvattingen te voorkomen. Elia hanteert volgende niet exhaustieve opdeling inzake flexibiliteit op de diverse niveaus:

- Om het systeemevenwicht te garanderen op het niveau van de Belgische regelzone maakt Elia gebruik van volgende balanceringsmiddelen FCR, aFRR en mFRR. Deze producten/diensten kwalificeren als 'marktflexibiliteit' en worden door marktpartijen (Balancing Service Providers) aangeboden;
- Om congestieproblemen te verhelpen kunnen netbeheerders maatregelen zoals redispatching activeren en dit zowel op het niveau van de regelzone, als op het regionaal en lokaalniveau.
- Om de netspanning op een geschikt en stabiel niveau te handhaven, kan Elia een beroep doen op de capaciteiten van aanbieders van spanningsregelingsdiensten (Voltage Service Providers - VSP's).
- Tot slot is de flexibele toegang (zgn. 'Gflex') een instrument om aan spannings- en congestiebeheer te doen gelinkt aan individuele aansluitingen die normaliter geweigerd hadden moeten worden door de beperking op het net om het volledige vermogen te allen tijde te waarborgen maar die toch kunnen mogelijk gemaakt worden onder de voorwaarde dat in geval van congestie het vermogen afgeregeld wordt.

2. Specifieke opmerkingen

2.1 Leidende beginselen

“Beginsel 3: de respons, via capaciteitsinvesteringen, op de beperkingen van het Brusselse elektriciteitssysteem moet redelijk zijn

Op basis van een analyse van het Brusselse elektriciteitssysteem zijn de belangrijkste troeven en beperkingen in het kader van de energietransitie geïdentificeerd (zie de studies in de bijlage bij dit document). Hieruit blijkt dat het Brusselse elektriciteitssysteem in staat zou zijn het gedecentraliseerde productiepotentieel van Brussel te integreren, met name via nieuwe concepten zoals energiegemeenschappen. Wat betreft de potentiële integratie van elektrische voertuigen en de elektrificatie van de verwarming, zouden de vereisten onhoudbaar zijn in het licht van de huidige "fit and forget"-versterkingsregels voor de distributienetten en de gewestelijke transmissie. Deze regels moeten worden aangepast op basis van objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria en moeten met name gericht zijn op de nieuwe gebruiksvormen. Deze versterkingsregels moeten resulteren in de vaststelling van grenzen voor de "redelijke capaciteit" die moet worden gegarandeerd door capaciteitsinvesteringen (kabels en transformatoren). Deze regels moeten worden gecombineerd met de verplichting voor de beheerders om te investeren in slimme netten om de beschikbare capaciteit te optimaliseren via een dynamisch beheer van de stromen.”

Reactie Elia: Elia wenst dit toch enigszins te nuanceren: het is inderdaad zo dat de principes die de netbeheerder hanteert om zijn netten verder te ontwikkelen diep aan het veranderen zijn, onder impuls van de evolutie van de maatschappelijke en duurzaamheidsdoelstellingen. Elia neemt dit ter harte en integreert dit in haar bedrijfsvoering. Dit wordt ook weergegeven in haar investeringsplan dat jaarlijks wordt goedgekeurd en dat een langetermijnvisie de basis vormt voor investeringsplan. Daarnaast wenst Elia ook op te merken dat niet enkel de elektriciteitsnetten maar zo waar het volledige elektriciteitssysteem een diepe evolutie ondergaat, waaraan de netbeheerders actief aan deelneemt, en misschien zelfs in een voortrekkersrol.

Elia wil ook onderstrepen dat toekomstige investeringen langs de kant van de netgebruikers een zekere graad van “intelligentie” moet inhouden zodat steeds meer flexibiliteit op een slimme manier aan het systeem kan aangeboden worden. Bij de verdere ontwikkeling van een zogenaamd ‘Smart Grid’ op distributieniveau wil Elia benadrukken dat een nauwe samenwerking tussen Sibelga, als DNB, en Elia als RTNB en TNB noodzakelijk is voor wat betreft het beoogde stappenplan, opstellen van dataregisters en bepalen van de datastromen: met name, de investeringen gerealiseerd door de DNB en de flexibiliteitsgegevens hebben een invloed op de belastingpatronen die als input dienen voor het opstellen van ons investeringsprogramma en –plan.

“Beginnel 4: de regelgeving moet anticiperend en doelgericht zijn en geleidelijk uitgevoerd worden”

Reactie Elia: Brugel geeft in haar advies aan dat de regelgeving anticiperend, doelgericht moet zijn en geleidelijk uitgevoerd worden. Gelet op de snelheid van de energietransitie vraagt Elia zich af welke of de regelgeving zelf ook flexibel moet zijn zodat men ten gepaste tijde van koers kan veranderen indien de markten, technologische ontwikkelingen, enz. dit noodzaken. Daarnaast vraagt Elia aan Brugel welk stappenplan en op welke termijnen zij bedoelt.

“Beginnel 5: de netbeheerders moeten worden aangezet tot verantwoordelijkheid en moeten worden gestimuleerd

(...) Daarnaast moeten ook regelgevingsbepalingen worden ingevoerd om een objectieve aansprakelijkheid van de netbeheerders (DNB en GTNB) in te voeren, met name via administratieve boetes voor de niet-naleving van deze bepalingen.”

Reactie Elia: Brugel stelt voor om een boetemechanisme in geval van niet-naleving van de regelgevingsbepalingen betreffende de objectieve aansprakelijkheid van de netbeheerders op te zetten. Daarnaast stelt Brugel het volgende vast: *“Bovendien moet de DNB/GTNB, elk voor zover het hem betreft: - zijn verbintenissen en uitvoeringstermijnen inzake capaciteitsinvesteringen (in koper en intelligentie) nakomen; De beheerder moet in voorkomend geval de onmogelijkheid om deze verbintenissen na te komen, verantwoorden, - en een correcte raming maken van de capaciteitsbehoeften van de nieuwe gebruiksvormen (het geval van kennelijke fout wordt in aanmerking genomen).”* Elia benadrukt hierbij dat zij als netbeheerder alles in staat stelt om haar wettelijke taken en missies zo goed als mogelijk in te lossen: zo wordt haar investeringsplan in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest jaarlijks (nu tweejaarlijks) aangepast en voorgelegd ter goedkeuring, volgend op voorafgaand overleg met Brugel en publieke consultatie. Bij elk investeringsplan wordt het investeringsportefeuille grondig getoetst aan de geïdentificeerde behoeften en de realisaties van de voorbije jaren. Elia wenst hiernaast nog een paar opmerkingen te maken:

- Voor wat betreft de behoeften werkt Elia met Sibelga samen om de noden van het distributienet in kaart te brengen en de investeringen in het regionaal transportnet daarop af te stemmen. Elia blijft bereid om deze samenwerking met Sibelga verder uit te bouwen.
- Verschuivingen in de planning van de investeringen vinden vaak hun oorzaak in exogene factoren waar Elia geen grip op heeft (alineëring van investering op planning van derde partijen, vergunningsproblematiek, enz.). Het investeringsplan zoals voorgesteld door Elia zorgt er echter voor dat de behoeften voor de komende jaren gedekt worden zonder dat de bevoorradingszekerheid en veiligheid van het net in het gedrang komen te staan. De alineëring met andere concessiehouders is een noodzakelijke stap in het plannen van onze infra-structuurwerken ten dienste van de samenleving, om de hinder veroorzaakt tijdens het uitvoeren van deze werken te minimaliseren. Het is daarenboven wettelijk bepaald.

- Het opzetten van een negatieve incentive zou een averechts effect kunnen hebben, namelijk het overinvesteren in het net indien verschuivingen in de investeringsportefeuille met een sanctie bestraft zouden worden.
- Brugel stelt een boetesysteem voor maar Elia stelt deze tarifaire bevoegdheid in twijfel. Het is namelijk zo dat voor wat Elia's activiteiten als transmissienetbeheerder en beheerder van het regionaal transportnet, deze bevoegdheid om incentives aan de netbeheerder op te leggen door het federale niveau wordt gedragen in zijn tarifaire bevoegdheid.

In elk geval is Elia van mening dat een boetesysteem niet adequaat is. Elia blijft beschikbaar om in overleg met Brugel na te denken over een regulatorisch kader met positieve impulsen.

2.2 Laadpalen voor elektrische voertuigen

Elia benadrukt het belang van een geharmoniseerd kader voor de integratie van laadpalen in het systeem, op regionaal niveau en over de verschillende spanningsniveaus heen.

2.3 Integratie van de flexibiliteit in het Asset Management

Zie reactie Elia op beginselen 3 en 5 hierboven.

2.4 Markttoegang

8.1 Maatregelen ter vereenvoudiging van de toegangsprocedures

Dit betreft met name prekwificatieprocedures en studies voorafgaand aan de aansluiting van de nieuwe gebruiksvormen. BRUGEL beveelt aan om:

- *De prekwificatieprocedures voor DNG's met een aansluitingsvermogen van meer dan of gelijk aan 56 kVA te standaardiseren;*
- *Een vereenvoudigde regeling in te voeren voor DNG's met een aansluitingscapaciteit van minder dan 56kVA: de DNB hoeft alleen te weten of deze DNG's behoren tot de niches die in artikel 26octies van de elektriciteitsordonnantie zijn aangegeven. Prekwificatie per pool van afnemers voor alle soorten producten kan door de DNB worden overwogen. In dit geval is het de leverancier van de flexibiliteitsdiensten die om de detailstudie verzoekt en verantwoordelijk is voor de risico's die verbonden zijn aan de sturing van een pool van afnemers. Daartoe moet een proefproject worden uitgevoerd om de verschillende situaties die zich kunnen voordoen te analyseren en de meest geschikte methoden te implementeren;*
- *Een gedetailleerde studie tegen betaling¹⁴ in te voeren voor verzoeken om extra capaciteit over 4kVA voor laadpalen: de analyses die in het kader van deze gedetailleerde studies moeten worden verricht, moeten gebaseerd zijn op transparante, objectieve, gestandaardiseerde en geharmoniseerde criteria;*
- *De administratieve vereisten te verminderen voor het verlenen en opvolgen van vergunningen voor de levering van aggregatie- en flexibiliteitsdiensten;*
- *Snelle "Switches" (in minder dan 24 uur vanaf 2026) van actoren (aggregator of leverancier) en zonder extra kosten mogelijk te maken: de DNB is verplicht om in de MIG (levering en flexibiliteit) in scenario's te voorzien die met deze vereisten verenigbaar zijn;*
- *Toe te staan dat meerdere marktspelers op een toegangspunt worden geregistreerd: de DNB is verplicht het toegangsregister zo aan te passen dat DNG's op hun toegangspunt meer dan één commercieel contract met verschillende marktspelers kunnen sluiten (zie paragraaf 5.2.1 van het voorliggende document).*

Reactie Elia:

Toegangsregister – Meerdere markspelers op een toegangspunt

Er wordt voorgesteld om meerdere markspelers toe te staan op één toegangspunt, met aanpassing van het toegangsregister door de DNB. Elia kan enkel beamen dat deze bepaling uitwerking krijgt maar wil toch benadrukken dat alineëring met de andere regio's noodzakelijk is, zodat de procedures en technische oplossingen overeenstemmen.

Toegangsregister – gegevens over nieuwe gebruiksvormen.

Er dient een kader te worden voorzien om de mogelijkheid aan Elia (en eventueel ook andere DSO's) te bieden voor het verwerken en beheren van gegevens van het toegangsregister, persoonsgegevens inbegrepen, in de strikte mate dat dit noodzakelijk is voor de in de Elektriciteitswet aan Elia toebedeelde taken of met het consent van de netgebruiker. Dit is noodzakelijk in het kader van o.a. niet frequentie gerelateerde diensten, deelname aan flexibiliteits-en/of balanceringsdiensten die door Elia worden uitgevoerd.

Prekwalificatieprocedure

Elia stelt zich dan ook de vraag wat wordt bedoeld met prekwalficatie:

- Indien het gaat om product prekwalficatie, het is inderdaad zo dat de DNB advies kan geven over deelname van DNG's aan producten. Prekwalficatie is echter productafhankelijk en uit te voeren door de FRP, op een individueel punt.
- Indien het gaat over grid prekwalficatie dient dat inderdaad door de netbeheerder van de betrokken netgebruiker te worden uitgevoerd.

2.5 Coördinatie tussen actoren

Samenwerking tussen netbeheerders

"In dit verband is BRUGEL de volgende mening toegedaan:

- *De DNB en de GTNB moeten een studie uitvoeren op basis van realistische scenario's voor de integratie van de nieuwe gebruiksvormen, rekening houdend met de beperkte capaciteitsreserves op de MS- en HS-netten;*
- *De DNB en de GTNB zijn verplicht gegevens uit te wisselen over de nieuwe gebruiksvormen;*
- *De DNB en de federale transmissienetbeheerder moeten samenwerken ter bestrijding van de gaming van de commerciële spelers, die in de verleiding kunnen komen gebruik te maken van de diensten om opzettelijk veroorzaakte congestieproblemen op het net op te lossen."*

Samenwerking tussen de netbeheerder en de marktpartijen

- Oprichting van een forum: Voor bepaalde aspecten zijn de netbeheerders verplicht overleg te plegen. Elia is van mening dat het via de organisatie van werkgroepen (Users' Group, WG Belgian Grid, enz.), haar website en nieuwsbrieven het nodige forum heeft gecreëerd waar de betrokken marktpartijen hun mening kunnen geven en vragen kunnen stellen. In dit opzicht is Elia van oordeel dat het procedures heeft ingevoerd die in overeenstemming zijn met de regelgeving. Elia is bereid om in overleg met Brugel en marktpartijen te bekijken hoe dit verder verbeterd kan worden.
- Audits: Elia vraagt zich af welke criteria zullen worden gehanteerd om deze audits uit te voeren. In ieder geval moeten de netbeheerders voldoende op voorhand op de hoogte zijn van dit kader, zodat zij de

nodige maatregelen kunnen treffen om er binnen een redelijke termijn vóór de audit rekening mee te kunnen houden.

- Brugel duidt ook aan dat een harmonisatie van de praktijken tussen de drie gewesten op het vlak van gegevensuitwisseling van essentieel belang is. Elia kan dit enkel onderschrijven. Voor diensten en producten die aangeboden worden door Elia (e.g. Elia as FRP), is de samenwerking met betrekking tot gegevensuitwisseling met Elia ook noodzakelijk.

Samenwerking tussen regulatoren

Elia kan alleen maar instemmen met het voorstel van Brugel om het overleg tussen de regulatoren verder uit te werken, gelet op het groeiend aantal materies waarop verschillende regulatoren een (gedeeltelijke of volledige) bevoegdheid uitoefenen en op het feit dat het voor Elia van uitermate belang is om te kunnen werken met geharmoniseerde regels en gereguleerde documenten. Over de vorm die dit overleg moet innemen, spreekt Elia zich niet uit. Elia wenst daarnaast te benadrukken dat overleg niet enkel tussen de regulatoren en de marktpartijen dient plaats te vinden, maar ook tussen de regulatoren en de netbeheerder(s).

* *
*

Contact



Elia Transmission Belgium SA/NV
Boulevard de l'Empereur 20 | Keizerslaan 20 | 1000 Brussels | Belgium



RÉPONSE SIBELGA À LA CONSULTATION PUBLIQUE DE BRUGEL RELATIVE AU PROJET D'AVIS D'INITIATIVE BRUGEL-AVIS- 20220531-345

Date / Datum: 15/07/2022

1. INTRODUCTION/SYNTÈSE

Les objectifs stratégiques de Sibelga sont parfaitement alignés avec ceux du projet d'avis. La déclinaison dans des dispositions pratiques nécessaires, appelle toutefois à plusieurs réflexions.

Préalablement aux remarques que vous trouverez ci-après pour chacune des rubriques de l'Avis, nous désirons attirer l'attention sur certains points de fond :

- 1) La responsabilité finale repose essentiellement sur le GRD. Si, évidemment, le GRD doit prendre sa part, le projet d'Avis semble néanmoins largement déséquilibré. Ainsi, aucune pénalité n'est prévue pour les comportements non vertueux d'un fournisseur ou d'un FSP voire d'un URD alors que leur responsabilité pourrait également être mise en cause. Sachant toutefois que le contrôle des comportements est sans doute impossible vu la multiplicité des acteurs potentiels actifs sur un point de fourniture et les variétés de services possibles. De même, l'obligation de notifier la présence des bornes n'est pas suffisamment contraignante pour les utilisateurs de ces bornes, singulièrement quant aux conséquences à leur égard.
- 2) Corrélér ou, plus précisément, comparer la politique d'investissement et la flexibilité restera un exercice théorique qui ne pourra pas être remis en cause a posteriori.
 - En effet, les prévisions en Y-3, -2, -1... des charges liées aux usages nouveaux nous indiqueront les composants du réseau qui seront à risque selon une temporalité et une volumétrie estimées. Toutefois, elles ne tiendront compte que très imprécisément du comportement des clients, d'une part, et des nouveaux tarifs proposés par les fournisseurs, d'autre part. À cet égard, Sibelga rappelle que ses connaissances sur ces comportements et tarifs seront plus qu'incertaines et qu'à tout le moins, elle ne pourra pas anticiper l'activation. En d'autres termes, s'il sera possible d'établir des hypothèses pour ces usages traduites en critères d'investissement, le risque zéro en termes de congestion ne peut être garanti. Il est, à cet égard, essentiel de se rappeler que certaines interventions techniques resteront imprévisibles et auront nécessairement des conséquences sur le réseau.
 - Le projet d'avis relève à juste titre que les enjeux sont doubles, à savoir l'intégration des véhicules électriques et du chauffage électrique. Toutefois, le projet d'avis ne traite que de l'intégration des véhicules électriques. En ce qui concerne, entre autres, la politique d'investissement, ne pas tenir compte d'au minimum l'intégration du chauffage électrique dans le réseau et ne se focaliser que sur l'intégration des véhicules électriques semble éluder une partie importante de l'équation. La politique d'investissement dans le réseau implique à tout le moins une vue à moyen voire à long terme. En effet, les chauffages électriques, par l'énergie appelée peu ou prou réglables, rendent illusoire de pouvoir résoudre les congestions provoquées par ceux-ci au moyen de la flexibilité de la recharge des véhicules électriques. En outre, un déplacement de charge n'améliorera pas structurellement la pointe sur des assets chargés "en continu". Sibelga entend insister sur le fait que la flexibilité (ou toute autre forme de pilotage de la demande) peut aider quand le profil de charge présente des pointes importantes par rapport à la charge moyenne. Le pilotage de la demande peut faire déplacer ces pointes vers des creux.
 - Nous préconisons ainsi temporairement de dissocier la problématique de la flexibilité de celle des investissements.

- 3) Le projet d'avis se concentre uniquement sur la basse tension (BT).
- Sibelga ne comprend cependant pas pourquoi une approche touchant à l'ensemble des composantes du réseau (postes de fourniture, câbles MT, cabines, transfo et câbles BT) n'est pas envisagée. Ne se concentrer que sur la basse tension semble en effet trop limitatif. Il conviendrait d'envisager l'ensemble des sources de flexibilité par les URD, tant sur la moyenne que sur la basse tension. Il en va d'autant plus ainsi que le réseau MT et les postes du transport seront également très sollicités et, eux aussi, sujets à renforcement.
 - Dans le cadre des traffic lights, la typologie en antenne des réseaux BT conduira à devoir calculer et communiquer les traffic lights sur des périmètres très petits avec un risque d'imprécision très important (loi des petits nombres). Cette granularité physique rendra la communication de ceux-ci au marché d'autant plus imprécise (à J-1 certainement). Notons également que la tarification implicite, qui plus est dynamique, des fournisseurs et donc le comportement des clients à la suite des signaux commerciaux de prix sont impossibles à intégrer dans les traffic lights que gèrerait le GRD.
 - Les congestions en BT se produiront très localement donc. Aussi, faire appel au marché pour des cas ponctuels (liées à la typologie et la géographie) et pour des petites puissances semble a priori peu compétitif et peu attractif.
 - Les actes intrusifs chez les clients (singulièrement le lissage de la charge) ne sont pas suffisamment encadrés et posent de délicates questions juridiques liées, notamment, à la protection des droits et libertés.
 - Compte tenu de ce qui précède, le risque est grand que la situation réelle en BT ne soit pas conforme aux hypothèses prises pour les traffic lights. Sibelga ne pourra toutefois pas le justifier sans mettre en place un dispositif de suivi et de contrôle d'une complexité – et donc d'un coût – disproportionnée. La notion de gestion prudente et raisonnable ("en bon père de famille") disparaît.
 - La granularité, la variété et la complexité en BT plaident en faveur d'une gestion des congestions intégrée par le distributeur selon des règles convenues, connues et validées par le marché. Dans le cas contraire, au lieu de limiter le risque de congestion, les dispositifs l'augmenteront.

2. BASE LÉGALE ET MÉTHODE

Sibelga n'émet pas de commentaire, s'agissant d'un avis n'ayant aucun caractère contraignant.

3. ENJEUX ET OBJECTIFS

- 1- Au niveau de la demande : Les hypothèses de croissance de la recharge de véhicules électriques se basent sur une étude parue en 2019, issue d'hypothèses émises en 2018. Etant donné les nouvelles politiques fédérales et régionales accélérant *de facto* la promotion de la mobilité électrique au détriment des véhicules à moteur « thermique », il faut considérer que l'impact de ce nouvel usage sera plus important que ce qui est indiqué dans l'Avis. À ce titre, Sibelga et les autres gestionnaires de réseau belges ont lancé une réactualisation de l'étude Baringa 2019. Cette dernière devrait aboutir sur un nouveau modèle d'uptake EV en Belgique et en RBC dans le courant du second semestre 2022. Ces scénarios de croissance des nouveaux usages devront, en tout état de cause, ensuite être revus sur une base régulière et être intégrés dans les réflexions autour du plan de développement.
- 2- Au niveau de l'offre : l'intermittence de la production ne pourra être compensée que partiellement par des services de flexibilité en BT. Sibelga attire l'attention de BRUGEL sur une éventuelle responsabilité que certains acteurs tenteraient de lui faire porter si les besoins de capacité supplémentaire annoncés ne pouvaient être rencontrés par les URD connectés à son réseau alors que tous les moyens pour en faciliter l'activation ont été mis en place. Il est de la responsabilité des acteurs de marché de faire appel pour les services d'équilibrage à de la flexibilité répartie de manière suffisamment homogène. Le GRD ne pourrait pas être pénalisé parce qu'un acteur ne dispose pas d'un pool d'URD suffisamment diversifié et concentre les activations dans une même zone. Des responsabilités doivent être clairement définies dans le RT pour ces acteurs également.
- 3- Sibelga est consciente qu'il y a lieu d'agir à deux niveaux, le marché et le réseau. Il est toutefois important de noter que les solutions et évolutions apportées à ces deux axes ne répondent pas aux mêmes enjeux et ne nécessitent pas les mêmes concertations et alignements. L'autonomie de Sibelga sur sa gestion de réseau et

ses choix techniques, à ce titre, ne peuvent pas être mise en cause par les acteurs commerciaux ou des URD, qui répondent à des intérêts différents et poursuivent des objectifs qui ne sont pas guidés par l'intérêt général. Enfin, le développement des réseaux actuels vers des réseaux plus intelligents ne peut pas se limiter à faciliter les échanges au sein du marché comme indiqué dans le projet d'avis. Ce développement est, avant tout, nécessaire pour assurer la continuité et la qualité de de la fourniture d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, en faveur de tous les URD.

4. PRINCIPES DIRECTEURS

Principe 1 (l'accès des clients BT au marché de flexibilité doit être débloqué et facilité) :

Sibelga œuvre depuis plusieurs mois voire années à ouvrir la flexibilité à tous les niveaux de tension, y compris la BT, et ce, en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau. Sibelga rejoint Brugel sur son souhait de combiner simplification et mesures tarifaires. Sibelga désire préciser à ce stade que les derniers travaux en cours (FCR, aFRR, multi-supply contracts, regelbare toepassing, ...) montrent que tous les gestionnaires de réseau ont les mêmes préoccupations. Toutefois, les points repris dans le projet d'avis (raccordements, activation du service, consentements, congestion, ...) ne couvrent pas tous les sujets qui devraient, selon Sibelga, être considérés dans l'équation globale. Le risque est, en effet, trop grand de donner une vue réductrice de la mise en œuvre de la flexibilité pour les véhicules électriques en particulier. Nous pensons particulièrement au *Transfert of Energy* (ToE) ou à d'autres aspects de la mobilité (faut-il considérer le point de recharge ou le véhicule lui-même ? quel rôle donner à un Charging Point Operator ou à un Mobility Service Provider ?).

Principe 2 (la transition énergétique doit être inclusive) :

Sibelga est évidemment favorable à ce que la transition énergétique soit inclusive et la volonté de garantir un traitement non discriminatoire fait partie de ses principes directeurs. Nous pensons également que tout accompagnement trop ciblé risque de détourner une clientèle proche d'une situation précaire (personne n'étant à l'abri). Des aller-retours ne sont pas souhaitables et une généralisation des actions nous semble plus judicieuse. Enfin, ce deuxième principe est plus général que l'objectif du projet d'avis sur la flexibilité et les véhicules électriques. Même si Sibelga partage ce principe, elle propose que celui-ci ne fasse pas partie de l'Avis définitif.

Principe 3 (la réponse, par les investissements de capacité, aux contraintes du système électrique bruxellois doit être raisonnable) :

Sibelga revient plus en détail sur ce principe dans cette réponse mais, comme déjà précisé en introduction, les investissements doivent être décidés en tenant compte de tous les usages. L'expérience démontre des difficultés croissantes de réaliser certains investissements (local cabine, autorisation de poser des câbles, ...) dont il faudra tenir compte. À cet égard, les projets de réforme du règlement régional d'urbanisme (voté en première lecture au Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale le 7 juillet 2022) n'invitent pas à une facilitation du métier et une diminution des coûts. Enfin, la capacité raisonnable doit être mis en balance par rapport au coût marginal de « surdimensionner » et de standardiser. Par exemple, le surcoût d'un câble de section supérieure est minime dans le budget total d'un projet (pose, mise en service, ...).

Principe 4 (la régulation doit être anticipative, ciblée et mise en œuvre progressivement) :

Vu les incertitudes sur de nombreux sujets, une introduction progressive de la régulation est pertinente. La composante tarifaire est clé.

Principe 5 (les gestionnaires de réseau doivent être responsabilisés et incités) :

Sibelga a toujours rempli ses obligations et comprend que des incitants permettraient de mettre l'accent sur certains points et engagements.

Les critères incitatifs devront toutefois être clairement définis et facilement démontrables. La notion de raisonnable prend ici tout son sens également.

Nous considérons que les mécanismes de sanctions pour le GRD ne sont pas utiles et pourraient s'avérer contre-productifs, en encourageant justement le surinvestissement dans le chef de Sibelga.

5. INTÉGRATION AU RÉSEAU DES BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES

5.1. Raccordement des bornes hors voirie

Déclaration de la présence d'une borne de recharge

Au niveau du paragraphe relatif à la déclaration par l'URD de la présence d'un ou plusieurs véhicules électriques raccordés à son point d'accès : Sibelga juge qu'un processus se basant sur la déclaration par l'URD ne permettra pas un recensement holistique car les pénalités proposées dans l'Avis pourraient s'avérer insuffisantes et inefficaces. En effet, Sibelga ne sera pas en mesure de facturer des tentatives de déplacement inutile pour placer un compteur smart s'il ignore à la base qu'un compteur doit être placé à cause de la présence d'une borne de recharge. L'URD n'aura dès lors aucun intérêt à se manifester et à adopter un comportement transparent. En outre, cette approche met la responsabilité au niveau du GRD de partir « à la chasse » aux propriétaires de bornes avec des menaces de pénalité. Il nous semblerait plus opportun de passer soit (1) par un mécanisme d'incitant pour l'URD à déclarer sa borne soit (2) par un mécanisme obligeant les intermédiaires du secteur de la recharge (installateur agréé, organisme de certification, ...) de déclarer les bornes pour lesquelles ils sont intervenus (choix réalisé au Luxembourg). Cette deuxième option consisterait à appliquer un processus assez similaire aux productions décentralisées (bien que dans le cas de la recharge, l'incitant des certificats verts est caduc).

Une piste complémentaire pourrait consister en la possibilité de détecter la présence d'une borne chez les utilisateurs consommant plus de 6 MWh/an. En effet, il s'agit d'une niche plus facile à identifier pour Sibelga et sur laquelle un compteur smart doit également être installé. Une fois installé, ce compteur devrait pouvoir être lu « pour des besoins de gestion du réseau » afin d'identifier une signature électrique de type « borne de recharge ». Ce processus – qui pose cependant des questions de privacy – ne permettra cependant pas non plus d'identifier l'ensemble des bornes sur le réseau (bien qu'une consommation résidentielle + recharge s'approchera souvent des 6MWh/an).

Il convient également de noter que certaines bornes ne seront pas derrière un compteur intelligent (puissances > 56kVA). Sibelga s'interroge sur la manière dont Brugel envisage de considérer ces situations, potentiellement nombreuses et impactantes pour le réseau, pour lesquelles les pénalités proposées dans l'Avis ne s'appliqueraient donc pas.

Au niveau du paragraphe relatif à l'intégration des données techniques des bornes dans le registre d'accès et dans le processus de preswitching MIG6 : Cette demande consiste donc à étendre aux véhicules électriques ce qui est en place pour les installations de production décentralisée (informer le fournisseur de la présence de ces équipements + quelques données techniques). Le preswitching devrait donc être adapté au niveau du modèle de marché MIG, de la plateforme CMS, du back-end Sibelga et des back-ends des fournisseurs d'énergie. Ces adaptations ne sont pas chose aisée. Bien qu'une contrainte informatique ne doive pas écarter une décision mais éventuellement en retarder son implémentation, Sibelga pense qu'il n'y a pas de sens à préciser à ce stade une solution – solution qui requerrait une concertation sectorielle fédérale, au-delà des adaptations précitées dans les systèmes. Ajoutons que les usages futurs (batteries, pompes à chaleur,...) devront être également répertoriés et qu'une solution identique doit être envisagée.

Il s'agirait d'une release majeure qui ne pourrait probablement pas voir le jour avant plusieurs années, et moyennant des coûts importants. Il serait par ailleurs utile de réfléchir à une manière d'échanger de façon bidirectionnelle avec les fournisseurs d'énergie concernant les informations relatives aux bornes (ex : il faudrait que le fournisseur ait l'obligation de signaler au GRD la présence d'un contrat spécifique VE, voire d'un contrat à tarification dynamique).

Au niveau du paragraphe relatif à la mise en œuvre d'un compteur séparé et la relève par le GRD des courbes de charge pour ses propres besoins : Sibelga ne comprend pas pourquoi se retrouvent dans le même paragraphe le droit de l'URD à avoir un compteur séparé pour sa borne, d'une part, et le droit de Sibelga à pouvoir relever la courbe de charge pour ses propres besoins, d'autre part. Le second élément devrait, selon Sibelga, se retrouver dans un paragraphe à part entière et applicable pas uniquement aux compteurs dédiés aux bornes de recharge mais également aux compteurs de tête derrière lesquels il y aurait également une borne de recharge (cas classique d'un résidentiel qui ne souhaite pas un compteur séparé pour sa recharge). Il conviendrait par ailleurs d'ajouter que le GRD puisse relever, en plus de la courbe de charge, d'autres données techniques de type Power Quality (courbe de tension, ...). Il est à noter que les compteurs Smart actuels sont configurés pour que, dans le respect de la législation applicable, Sibelga en lise la courbe d'index et non la courbe de charge (qui peut être déduite de la courbe d'index).

Standardisation des schémas de raccordement des bornes

Indépendamment de la question de savoir si BRUGEL peut, par la voie d'un avis d'initiative, imposer à Sibelga d'établir une prescription technique pour une certaine date, il n'est pas encore établi que ces prescriptions pourront aboutir de manière concertée entre GRD à travers Synergrid ou si Sibelga devra œuvrer à la définition de prescriptions spécifiques à la Région. Un tronc commun sera certainement présent avec des particularités locales.

Au niveau du paragraphe relatif à la compatibilité des schémas de raccordement avec les opportunités économiques d'agrégation des services marché : Concernant l'exemple sur la production locale et le prélèvement pour la recharge, Sibelga pense que l'URD devrait faire le choix entre autoconsommer sa production avec son véhicule électrique ou avoir un contrat distinct pour sa recharge. Il ne nous paraît en effet pas logique (hors cadre des communautés d'énergie) de pouvoir optimiser son autoconsommation sur deux contrats de fourniture distincts.

Installations de recharge situées en aval des raccordements

La distinction entre usage résidentiel et non-résidentiel est essentielle à plusieurs titres mais aussi quant à identifier le demandeur/l'URD. Ainsi, dans le cas, à nouveau, des immeubles à appartements résidentiels, Sibelga pourrait être en relation avec un gestionnaire d'immeuble qui ne sera pas nécessairement un URD dans le sens de l'ordonnance (placement d'un HEMS – Home Energy Management System - par exemple, voir ci-après).

Au niveau du paragraphe relatif au dispositif permettant de contrôler la puissance cumulée appelée par les bornes (HEMS) : Il n'est pas clair pour Sibelga s'il est question d'un équipement qui limite en cas de risque de dépassement de la puissance max mise à disposition (1) au niveau du circuit dédié aux bornes, (2) au niveau du circuit des communs ou (3) au niveau du branchement de l'immeuble. Dans ce dernier cas, un disjoncteur de raccordement devrait être installé pour protéger le branchement et permettre aux URD derrière un même raccordement d'optimiser globalement leurs prélèvements. Il faudra clarifier quel demandeur (URD, gestionnaire d'immeubles) devra mettre en œuvre cet outil de contrôle/gestion de la puissance. Sibelga précisera dans les prescriptions techniques à venir les caractéristiques et fonctionnalités minimales du dispositif qui devra être installé, ainsi que la manière dont il devra éventuellement s'interfacer avec le GRD (compteur intelligent via port P1, compteur C&I, mesure au niveau du branchement, ...). Sibelga pourrait en outre fournir un service dont le périmètre doit être également clarifié ainsi que le tarif associé éventuel (accompagnement, conseil, référencement de solutions compatibles, ...).

Au niveau du paragraphe relatif aux schémas de raccordement et de comptage pour les bornes permettant, le cas échéant, à chaque utilisateur de la borne d'être alimenté, pour ce qui concerne la recharge, par le fournisseur de son choix : L'interprétation de ce paragraphe n'est pas claire pour Sibelga. Est-il sous-entendu (1) que chaque utilisateur d'une même borne puisse choisir un fournisseur de service de recharge distinct (sur base de la logique CPO/MSP) ou est-il sous-entendu (2) que le modèle de marché MIG doive être modifié afin de permettre une logique multifournisseurs d'énergie sur un même EAN ? La première option nous semble tout à fait pertinente mais n'est a priori aucunement en lien avec les schémas de raccordement et de comptage du GRD. La seconde option nous semble très complexe à mettre en œuvre dans un avenir proche.

5.2. Gestion des services de recharge sur le point d'accès

Activation des services liés à la borne (recharge et flexibilité)

Pour permettre l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un même point d'accès, Brugel propose que pour le **1er janvier 2024 au plus tard**, le GRD mette en œuvre en concertation avec les différents acteurs des processus du marché décrivant les relations, les droits et devoirs des acteurs impliqués sur le point d'accès.

Les GRD réunis au sein de Synergrid organisent depuis quelques mois une concertation sectorielle à ce sujet qui aboutira sur une note de vision pour la fin de l'année 2022. Il faudra ensuite planifier la mise en œuvre de cette vision. En parallèle, les GRD ont entamé des discussions poussées avec Elia pour comprendre dans quelle mesure leur vision sur les évolutions du modèle de marché pourraient être prises en considération et mises en œuvre.

Sibelga pense qu'il n'est pas utile de définir une date d'implémentation dans le Règlement Technique bruxellois sachant que les acteurs de marché conviendront ensemble d'un planning progressif et réaliste.

Il est important de noter qu'il est déjà possible dans le modèle de marché actuel d'avoir :

- Deux contrats de fourniture séparés pour le prélèvement et l'injection
- Un contrat de fourniture séparé pour son véhicule électrique en installant un second compteur pour mesurer les charges de ce circuit séparé
- Un contrat de flexibilité (principalement pour les clients raccordés en MT pour l'instant)
- Un contrat de partage d'énergie

Des améliorations sont bien entendu encore possibles et nécessaires mais il n'y a pas de blocage à stade. Ces améliorations concernent principalement les interactions entre les scénarios de structuring et le gridfee (pour ce dernier de nouvelles orientations pourraient être prises pour la prochaine période tarifaire en 2025).

Plus particulièrement, Sibelga aimerait réagir sur les propositions suivantes :

- *Brugel* : « L'établissement dans le registre d'accès d'un point d'accès multi-services avec comme unité de switch au sein du marché un point de service qui peut se situer physiquement sur le compteur de tête ou derrière le compteur de tête (sous-compteur) ».

Réponse Sibelga : Le point de service est un concept fonctionnel qui permet d'accrocher un contrat. Aujourd'hui, il est surtout utilisé pour les contrats de fourniture. Un concept similaire pourrait être utilisé pour les autres types de contrat (flexibilité, partage d'énergie, partage de données) si cela est jugé nécessaire dans le modèle mis en œuvre avec les acteurs de marché concernés. Il est, en tout cas, essentiel de pouvoir lier ces différents types de contrat au point d'accès.

Le sous-compteur est une option pour mesurer un circuit dédié (à une recharge de VE ou à une unité de production par exemple) mais ce n'est pas la seule option. Pour des raisons pratiques et techniques, le GRD peut décider de placer un second compteur en parallèle du compteur principal et, par calcul, arriver à une situation logique de sous-comptage (et inversement). La solution technique sur le terrain a donc, tant du point de vue du client que du GRD, peu d'importance. Il ne nous semble pas pertinent de forcer une option ou l'autre dans le Règlement Technique.

- *Brugel* : « L'établissement d'un détenteur d'accès principal sur le point d'accès : c'est le titulaire du « point de service marché prélèvement » situé sur le compteur de tête. L'activation ou la désactivation du point de service sur lequel il y a un détenteur d'accès principal entraîne l'activation ou la désactivation des autres points de service ».

Réponse Sibelga : Sibelga rejoint totalement Brugel sur cette proposition. L'accès devrait être géré au niveau du point d'accès et pas au niveau des points de service, d'où l'utilité de définir un détenteur d'accès principal.

- *Brugel* : « L'établissement d'un URD principal sur le point d'accès : c'est l'URD qui a signé un contrat de fourniture avec le détenteur d'accès principal pour les prélèvements enregistrés sur le compteur de tête. Donc il doit être possible d'enregistrer un URD distinct de l'URD principal sur le point de service marché de la borne de recharge ».

Réponse Sibelga : Sibelga rejoint totalement Brugel sur cette proposition. Le GRD devra pour certaines situations récolter le consentement du client quant à son point d'accès. S'il y a plusieurs contrats avec des utilisateurs de réseau différents renseignés dans ces contrats (ce qui est assez difficile à contrôler par ailleurs, sachant que nous travaillons avec des champs texte), il nous faudra un référent, d'où l'utilité de définir un URD principal. La question se posera des responsabilités et des conditions contractuelles qui lieraient l'URD principal aux URD « secondaires ».

Gestion des consentements des URD pour l'activation des services de recharge

Sibelga rejoint Brugel sur le fait qu'il serait peut-être logique de permettre au fournisseur de récolter le consentement pour la lecture de ses données à distance lorsqu'il veut activer un service qui le nécessite. Sibelga considère qu'il serait toutefois opportun de nuancer cette position. Tout d'abord, vu le sujet de cette consultation, il faut mentionner que le consentement de la lecture des données des clients qui possèdent une borne de recharge – comme d'ailleurs les clients qui participent à des services de flexibilité ou d'agrégation - ne sera pas véritablement nécessaire puisque ces clients concernés doivent, en vertu de l'ordonnance, activer la fonction communicante de leur compteur intelligent.

En dehors des niches de clients qui ont l'obligation d'activer la fonction communicante de leur compteur intelligent, la question se pose cependant. Etant donné que Sibelga restera le responsable du traitement, elle devra conserver les consentements quelle que soit la source. Par conséquent, Sibelga devra mettre en place un canal de récolte via le GRD.

La question se pose donc de savoir si le canal mis en place par Sibelga ne doit pas être le seul officiel sous peine de devoir mettre en place des processus complexes et coûteux de contrôles. Autrement dit, si le fournisseur récolte le consentement d'un client, il ne pourrait le faire qu'au titre de sous-traitant de Sibelga. Le GRD récolterait alors toujours le consentement du client, soit en direct, soit via un sous-traitant. Sibelga pourrait, par la même occasion, collecter des informations sur les assets du client (bornes, batteries, ...)

Ceci nécessitera des analyses et des discussions sectorielles avec les acteurs de marché pour déterminer quelle sera la meilleure option.

Enfin, quant à la proposition de Brugel de permettre au client de vérifier les services activés sur son point d'accès, nous proposons d'indiquer que cela doit se faire par un outil accessible via Internet plutôt que de préciser que cela doit se faire via le site web du GRD pour ne pas préjuger de la solution.

5.3. Gestion des congestions

Une congestion peut, en effet, être identifiée sur trois pas de temps (Y-1, J-1 et en temps réel). Chacun devant être géré de manière différente. Un quatrième pourrait être envisagé à Y-5 lors de l'établissement du Plan de Développement.

Réactions des URD aux signaux tarifaires

Sibelga pense effectivement que les incitants tarifaires du GRD sont de nature à induire des comportements des URD favorables pour le réseau. Il importe cependant que ces incitants soient faciles à intégrer par les URD et visent à décourager des comportements répétitifs (par exemple mettre son VE en charge tous les jours à 18h), mais pas forcément une action exceptionnelle (mettre une fois en charge son VE à 18h parce que l'URD en a absolument besoin). À ce titre, les tarifs basés sur une mesure de pointe ne sont pas une bonne solution. En effet, sauf à prendre en compte plusieurs pointes pour la tarification, la pointe une fois atteinte, l'URD n'est plus incité à ne pas la reproduire les jours suivants. Reste l'incertitude que le GRD pourra difficilement prendre en compte les tarifs dynamiques des fournisseurs à des fins d'optimisation de leur portefeuille (production vs consommation) qui pourraient être décorrélés des tarifs de distribution (lissage de la pointe réseau).

Communication du GRD sur l'état du réseau

Sibelga estime que les « traffic lights » sont un moyen simple et efficace de communiquer vers le marché le risque de congestion dans une zone. Dans un premier temps, les traffic lights seront définis au niveau de zones assez grandes. Le calcul et la communication d'un traffic light au niveau d'un câble BT sera encore pour plusieurs années hors de portée des moyens de calcul disponibles (sauf dans des cas extrêmes comme des reports de charge lors de travaux).

Aujourd'hui, les GRD ont mis en place un système d'étude réseau statique (qui ne pose pas de problème pour la valorisation du potentiel de flexibilité en MT), mais il faudra le faire évoluer vers un système d'étude réseau dynamique, que l'on imagine journalier, et c'est ce qu'on appelle les traffic lights. Ce système sera probablement indispensable pour permettre la valorisation de la flexibilité des assets raccordés en BT. Il permettra de mieux exploiter ce potentiel de flexibilité sans mettre en danger le réseau.

Sibelga considère que trois niveaux seront sans doute nécessaires :

- Vert = aucun problème ;
- Orange = situation intermédiaire où les actions ne sont pas interdites mais limitées ;
- Rouge = zone congestionnée (prélèvement ou injection) - aucune action d'activation ou d'incitation ne peut être prise par les acteurs de marché dans ce sens.

Par définition, un traffic light doit pouvoir être communiqué au marché de manière anticipée. Donc pour l'établir, le GRD doit être capable de faire des prévisions entre un jour et quelques heures à l'avance. Afin de faire des prévisions réalistes sans marge de sécurité excessive, il importe que le GRD dispose de toutes les informations en possession des acteurs de marché : les contrats flexibles avec les URD, les plages horaires d'activation annoncées, les contrats avec tarification dynamique, etc.

Sibelga émet des réserves sur le fait que le GRD doive indemniser l'URD impacté par une limitation de capacité après avoir communiqué à temps un traffic light négatif. En effet, un système de compensation pourrait permettre en

pratique du gaming, car l'acteur a intérêt à, d'une part, provoquer des congestions afin d'obtenir, d'autre part, une compensation de Sibelga, et ce, sans que Sibelga ne puisse contrôler de telles pratiques. Nous pensons qu'il est important de définir les devoirs des acteurs de marché face à un trafic light orange ou rouge. Dans le cadre d'un service d'équilibrage au niveau du réseau de Transport, ces acteurs doivent disposer d'un pool d'URD supérieur à la puissance souscrite afin de pouvoir réorienter ailleurs une partie du pool en cas de trafic light orange ou rouge dans une zone. Enfin, ces notions nouvelles de flexibilité sont complexes à appréhender pour les clients qui y souscriront. Sibelga plaide pour que les acteurs, à l'instar de la fourniture de la commodité, soient clairs sur les produits qu'ils commercialisent afin d'éviter une avalanche de plaintes infondées. Si pénalités il devait y avoir, le fournisseur du service doit pouvoir être mis en cause également, ce que ne permet actuellement pas l'ordonnance.

Bien entendu, cette non-compensation doit être accompagnée par des obligations dans le chef du GRD. Celui-ci doit être incité à prendre des mesures structurelles dans les zones où le trafic light est trop souvent orange ou rouge.

La définition fine et les modalités d'utilisation des « traffic lights » doivent être prises en concertation avec les autres GRD et est actuellement discutée dans un groupe de travail Synergrid du projet iCAROS. Plusieurs paramètres de communication doivent être définis : La granularité, la fréquence, le niveau de risque, le délai de préavis, les plateformes d'échange, ... Tout cela constitue un projet en tant que tel qui devra être coordonné avec les autres GR. On n'imagine pas en effet que chaque GRD mette en place son propre système.

Action curative du GRD via la limitation de capacité de la borne.

Le fait que la limitation ne puisse s'opérer que sur les capacités allouées au VE est une solution de facilité pour le GRD mais ne correspond pas forcément à l'intérêt du client. Chez un client qui dispose de plusieurs applications nouvelles (chauffage, VE, batterie, ...), ne pourrait-on pas laisser le choix au client, comme c'est le cas en Italie, d'opter entre une limitation au niveau du compteur de tête à une valeur stipulée dans le contrat de raccordement (ou son équivalent) et une limitation au niveau de la seule borne de recharge ? En outre, cela n'encourage pas le client à installer un système intelligent (home energy management system) qui optimise les usages privés et la charge-décharge des batteries en fonction de la disponibilité de la production locale de manière à lisser au maximum le prélèvement sur le réseau. Le client qui aurait investi dans un tel système sera traité de la même manière que celui qui ne pilote rien.

La notion de puissance minimale garantie doit par ailleurs être analysée sur les différents aspects suivants : raccordements, mesures, flexibilité et investissement.

- Sibelga considère donc, à ce stade, qu'une puissance minimale garantie de 4kVA est trop élevée compte tenu des contraintes à court et moyen terme qu'une telle puissance minimale garantie devrait générer en ce qui concerne la gestion du réseau et les conséquences en matière d'investissement dans le réseau.
- Il faudrait également clarifier différents cas de figure qui risquent d'induire des puissances minimales garanties différentes. À titre d'exemple, un client résidentiel qui disposerait de plusieurs points de recharge (car deux voitures de société avec contrat différent) aura-t-il droit à 4kVA ou à 8kVA de puissance minimale garantie ? La puissance minimale garantie doit-elle être indépendante de la puissance de la borne de recharge et du renforcement demandé et payé par le client (ex : bornes 22kVA vs bornes 7,4kVA) ?
- Pour les ensembles collectifs, il nous semble que la valeur 4kVA par borne de recharge est peu pertinente, car elle induira quasi indubitablement des renforcements des raccordements et du réseau. Cette valeur devrait dépendre essentiellement de la configuration privée des équipements de recharge (entre autres la puissance des bornes installées et le nombre de bornes installées). En effet, un certain foisonnement de la consommation des bornes devrait naturellement apparaître (tout le monde ne se chargera pas en même temps). La valeur à laquelle le GRD peut limiter la capacité devrait donc être définie en fonction de la configuration de l'installation en respectant l'esprit des 4kVA et en tenant compte qu'un renforcement du raccordement (voire du réseau) pourrait être évité grâce à la puissance non utilisée par les URD de l'immeuble pour leur usages classiques à des heures hors pointe (un gros immeuble dispose d'une capacité déjà actuellement sous-utilisée en dehors des heures de pointe, typiquement après 22h). Le principe de l'optimisation de tous les usages et non de la gestion isolée de la recharge est, selon Sibelga, un facteur déterminant car il anticipe les solutions qui seront nécessaires avec l'électrification des moyens de chauffage. L'obligation de l'installation d'un load balancing par l'URD-gestionnaire d'immeuble sera intégrée dans les futures prescriptions.

- Sibelga s'interroge également sur la puissance minimale garantie et la manière de piloter la recharge chez les clients connectés à la MT (derrière une cabine client).
- Sibelga constate par ailleurs qu'il n'est pas fait mention du pilotage des bornes en voirie et/ou accessibles au public. Il convient en effet de réfléchir à ce cas où, contrairement à une recharge classique résidentielle, une série d'URD se succèderont.

Il faudrait par ailleurs trouver un moyen de piloter la recharge même dans le cas où il n'y a pas de compteur distinct pour la recharge. La solution devra tenir compte d'une série de contraintes techniques selon qu'il y ait la présence d'un compteur dédié ou pas (pilotage via le compteur intelligent GRD comme au Grand-Duché du Luxembourg? Port P1 ? Directement sur la borne comme en UK ?), économiques et légales (quid de la législation en matière de restriction au droit de la propriété et respect de la vie privée ?). Il est donc nécessaire pour Sibelga de prendre le temps de réfléchir et expérimenter la manière dont la recharge sera pilotée (d'un point de vue technique, contractuel, légal, ...). Il faudra par ailleurs imposer des prescriptions techniques sur les bornes afin de les rendre pilotables. Des expériences dans d'autres pays doivent alimenter la réflexion (en UK, les bornes sont paramétrées par défaut de telle façon qu'elles ne chargent pas au même moment). Le projet d'Avis fait mention d'ailleurs de la possibilité d'un pilotage à distance ou localement mais en autorisant ce dernier qu'en cas d'absence de communication ce qui, en définitive, pourrait devenir une solution structurelle.

Enfin, certains travaux d'investissement (prenons l'exemple d'un nouveau point de fourniture) peuvent prendre plusieurs années alors que la congestion qu'ils sont sensés résoudre a été identifiée à temps. Ces cas de figures doivent être isolés et ne pas répondre aux mêmes exigences.

6. INTÉGRATION DE LA FLEXIBILITÉ DANS L'ASSET MANAGEMENT

Le rôle du GRD est de **dimensionner**, d'entretenir et d'exploiter **le réseau** pour satisfaire aux besoins de la clientèle au coût le plus raisonnable possible.

Depuis toujours, les GRD tiennent compte d'une part d'un **facteur de simultanéité** et d'autre part, d'un **critère N-1** – c'est-à-dire le fait que la charge d'un élément indisponible du réseau doit pouvoir être reprise, en cas de défaut ou de travaux par exemple, par des éléments voisins du réseau – dans le dimensionnement du réseau. Sibelga prévoit d'adapter les règles de dimensionnement des réseaux en tenant compte des nouveaux usages. Aujourd'hui, il est très difficile, par manque d'expérience, d'estimer le facteur de simultanéité pour ceux-ci ; des campagnes de mesures et de calcul seront nécessaires afin d'affiner les besoins en capacité pour les nouveaux usages. Il serait précieux que Sibelga soit autorisée à utiliser les données quart-horaires des compteurs intelligents (éventuellement anonymisées mais localisées) dans le cadre de ces études. Les règles seront susceptibles d'évoluer dans le temps en fonction des observations qui seront faites. Il ne faut pas perdre de vue non plus que le non-lissage des consommations, s'il peut être résolu localement en aval, se répercute vers l'amont. Le goulet d'étranglement pourrait alors se trouver dans le réseau de transport. Il est donc dans l'intérêt de tous les acteurs, y compris *in fine* des clients finals eux-mêmes, d'œuvrer pour favoriser un lissage maximum des consommations.

Le bon **équilibre entre investissements de renforcement et d'intelligence** est effectivement le grand défi à venir. Ils ne sont certainement pas mutuellement exclusifs. L'observabilité doit permettre de mieux cibler les investissements de renforcement qui seront toujours nécessaires. Si une surcharge apparaît sur un asset, la question qui se pose est de savoir s'il est possible ou pas de remédier à ce problème par la gestion de la demande ou s'il est structurellement surchargé et doit être renforcé. SIBELGA pense qu'il est prématuré voire risqué de tenir compte d'une réserve théorique de flexibilité pour établir ses plans d'investissements (une nouvelle cabine ou un nouveau câble sont installés pour répondre à des besoins LT et tenant compte d'hypothèses fiables).

Un indicateur toutefois qui permettrait de faire la distinction entre les deux situations (gestion de la demande vs investissement) est la mesure du **facteur d'utilisation**. Le facteur d'utilisation est le ratio entre l'énergie délivrée sur une année (kWh) par un asset et sa pointe (kW). Il s'exprime en heure. Un facteur d'utilisation faible indique une pointe élevée par rapport au volume d'énergie délivrée et donc des creux importants dans le diagramme de charge. Une utilisation élevée est le signe d'un diagramme de charge relativement plat.

En pratique, on constate que l'utilisation est plus faible pour les assets en aval dans le réseau, donc proche des clients et plus élevée pour des assets proches de la source. A partir du moment où la pointe d'un asset dépasse le maximum

admissible sans dégradation du facteur d'utilisation, un renforcement est justifié. Nous proposons de définir par classe d'asset une limite à ce facteur. Si l'utilisation est plus faible que cette limite, il y a de la place pour la gestion de la demande entre autres via la limitation de la capacité. Si par contre, l'utilisation est supérieure à cette limite, l'asset doit être renforcé.

Sibelga est persuadée qu'il est beaucoup trop tôt pour envisager de créer un **marché local de flexibilité**. Le déploiement des compteurs intelligents est insuffisant, la maturité du marché n'est pas encore présente et les besoins n'existent pas encore ou ne sont pas avérés. De ce fait, adapter les règles pour le renforcement des réseaux dès l'apparition du nouveau RT nous semble impossible, notamment parce que les marchés n'existent pas encore mais aussi parce que les critères et paramètres à prendre en compte pour définir un optimum sociétal global ne sont pas établis à ce jour. De plus, nous pensons qu'il faudra analyser de manière très prudente la pertinence d'introduire un marché de ce type à Bruxelles en particulier pour la distorsion du marché que cela pourrait introduire (cf. Démonstration dans l'étude du bureau Deplasse). De plus, la typologie d'un réseau permet de lever la congestion à différents niveaux sachant également que les activations peuvent être faites à un niveau pour solutionner des problèmes survenus à un autre niveau de tension (jusqu'au transport).

Ainsi, il n'est pas défini s'il faut tenir compte du marché de flexibilité national dans les règles de dimensionnement du réseau de distribution. Dans son projet d'avis 345, Brugel prévoit une priorité pour l'utilisation de la flexibilité pour solutionner des contraintes locales mais il nous semble utile de préciser que la flexibilité locale en BT sera activée parfois pour des contraintes du réseau en amont mais que ce ne soit qu'en dernier recours et d'ainsi favoriser les activités au bon niveau de tension.

Partant de cette logique (activation et congestion au même niveau de tension), Sibelga pense qu'il serait logique que l'URD responsable de la congestion soit celui qui soit appelé à la compenser.

Par ailleurs, la priorité donnée à la BT nous semble contradictoire à l'imposition de vérifier si des services de flexibilité sont préférables à un investissement qui couvre tous les composants d'un réseau de distribution.

Sibelga note également que la directive européenne et la nouvelle ordonnance laissent la possibilité au régulateur de dispenser le gestionnaire de réseau de recourir à ce service ce que Sibelga préconise et à tout le moins désire exclure à court terme.

Dans le contexte bruxellois, caractérisé par un faible risque de congestion lié à l'excès de production locale, nous ne voyons pas dans quel cas de figure un service de flexibilité locale peut aider à résoudre des problèmes de congestion. :

- Soit il s'agit d'une congestion provoquée par l'activation de charges flexibles par des FSP pour des services d'équilibrage. Le système d'information des acteurs du marché d'un risque de congestion devrait permettre aux FSP, de réorganiser leur pool pour livrer le service et éviter la congestion. Sinon, on aurait la situation absurde de rémunérer le client A pour le service (par le FRP), rémunérer B (par le GRD) pour contrecarrer l'effet de A et finalement le service au système électrique n'est pas délivré puisque B a neutralisé A
- Soit il s'agit d'une congestion provoquée par l'usage simultané des nouvelles charges. Les moyens cités plus haut avec un dernier recours pour le GRD de limiter momentanément la capacité du détenteur de ces nouvelles charges devrait en général résoudre le problème.
- Soit il s'agit d'une congestion naturelle, liée à la croissance progressive des charges, Dans ce cas de figure, Il est possible d'anticiper les événements et de procéder à temps au renforcement du réseau.

Enfin et sans doute le plus important, les seuls utilisateurs qui pourraient fournir de la flexibilité sont ceux qui détiennent des charges flexibles, c'est-à-dire les mêmes que ceux qui sont à l'origine des congestions. Le risque de gaming est évidemment majeur et c'est la collectivité qui paie.

La mise en place d'un marché local de flexibilité semble à ce stade prématurée et trop complexe. La solution qui consiste à agir sur les consommateurs à l'origine de la congestion semble d'un point de vue sociétal et de l'efficacité largement préférable.

7. MISE EN ŒUVRE DES RÉSEAUX INTELLIGENTS

L'observabilité du réseau en end-to-end

L'observabilité comprend plusieurs aspects où Sibelga se trouve à des stades relativement différents d'avancement.

D'une part l'**aspect topologique**, la structure du réseau. A ce niveau-là, il convient encore de distinguer la structure normale, c'est-à-dire en l'absence de tout travaux et manœuvres, c'est ce qu'on appelle le réseau « as-built ». La topologie est documentée dans un système GIS qui reprend l'ensemble des assets avec leurs caractéristiques techniques et la connectivité entre ceux-ci ; et la structure courante qui tient compte des opérations (manœuvres) temporaires qui sont faites quotidiennement afin de mettre hors tension certains éléments du réseau pour y faire des travaux ou des réparations. La tenue à jour de la structure courante du réseau est l'objet principal du système appelé DMS (distribution management system). Chez Sibelga un DMS est opérationnel depuis plusieurs années pour le réseau Moyenne Tension et le sera pour le réseau Basse Tension à partir de l'automne 2022. Sibelga sera un précurseur parmi les GRD belges en ce domaine, aucun autre GRD en Belgique n'a un DMS pour son réseau BT. Cet aspect est évidemment un prérequis fondamental pour la suite ; en effet vu les critères de dimensionnement du réseau, on peut s'attendre à ce que les congestions surviennent d'abord là où le réseau n'est pas dans son état normal, car un asset (un transformateur par exemple) outre sa charge habituelle doit reprendre la charge d'un transformateur adjacent mis hors service pour des travaux, le risque de congestion est donc plus grand à ce moment.

Concernant les branchements, ceux-ci sont en général assez correctement documentés, mais par contre, l'information sur les phases utilisées n'est pas disponible et il n'est pas envisageable à un coût raisonnable de collecter cette information

D'autre part, **les flux d'énergie**. Les flux d'énergie sont indissociables de la connaissance de la topologie courante qui a un impact majeur sur ceux-ci. La connaissance des flux d'énergie en temps réel est déjà assez bonne sur le réseau MT. Tous les départs des postes sont équipés de télémesures et dans les cabines smart, les indicateurs de courant de défaut envoient également des mesures en temps réel, cela permet de monitorer la dégressivité de la charge le long du feeder et les remontées éventuelles en cas de production décentralisée. Sur le réseau BT, la connaissance des flux d'énergie est beaucoup moins bonne. Des télémesures de charges des transformateurs sont systématiques dans les nouvelles cabines smart. Aujourd'hui cela représente environ 250 transformateurs. La connaissance des charges sur les câbles BT est embryonnaire. A ce niveau, il est pertinent de se demander quel est le moyen le plus économique pour améliorer la connaissance des flux d'énergie sur le réseau BT. Soit en multipliant les télémesures soit en agrégeant les données des compteurs smart ou en établissant des modèles de charges à partir des informations sur les clients et les usages. Sibelga envisage une combinaison des 2 méthodes, les télémesures sur des échantillons représentatifs servant également à la validation des algorithmes d'agrégation et des modèles.

L'expression end-to-end devra être nuancée. Elle laisse entendre qu'il faut pouvoir mesurer tout en permanence, à la limite jusqu'au niveau des branchements. Cela ne sera ni forcément utile, ni économique. La roadmap smartgrid qui devra être présentée pour le 1-1-2024 devra clarifier la granularité optimum d'observabilité. En première analyse, nous pensons que l'optimum est l'observation au niveau du transformateur MT/BT. En effet, en général, la zone en aval est suffisamment homogène pour qu'il n'y ait pas de différences significatives entre les câbles et, en outre, la capacité du transformateur est la moitié de la somme de la capacité des câbles. Les études en cours ou à venir permettront de mieux évaluer la pertinence d'adopter un monitoring de tous les composants d'une cabine MT/BT. Certaines cabines pourraient en effet ne pas connaître d'évolution significative de leur profil de charge. En outre des observations faites à un endroit pourront être extrapolées à d'autres avec des outils d'analyse de données (voir plus bas). Des critères de nature socio-économique devront être définis pour déterminer si une cabine doit être rendue smart ou pas et à quel moment.

L'identification des points d'accès dans le réseau

Sibelga travaille sur ce sujet qu'il a appelé LCR (lien client-réseau) depuis des années. Depuis toujours, les gestionnaires de réseau ont eu des systèmes d'information distincts pour gérer d'une part les assets réseau et d'autre part les données des compteurs et des clients. Cela signifie qu'un gestionnaire de réseau ne peut pas de manière simple lister les clients alimentés au départ d'un câble ou d'un transformateur donné. L'objectif du LCR est de pouvoir établir une table qui pour chaque point d'accès au réseau (EAN) donne l'identifiant du point de connexion. Le point de connexion est soit l'extrémité d'un branchement, soit d'un câble, soit une cabine pour les clients MT. En 1ère approche, on peut établir ce lien sur base de la correspondance d'adresse. Pour Sibelga, cela a permis d'établir le LCR pour environ 85%

des EAN. Pour la suite, des méthodes plus élaborées et même des relevés sur place seront nécessaires. Actuellement Sibelga se concentre sur les processus afin d'établir le LCR dès qu'un travail est réalisé sur un compteur ou un branchement. La question des « no-device » reste entière. Ces installations n'ont pas d'EAN individuels. Pour la flexibilité, ce n'est pas critique, mais le LCR servira aussi à identifier les clients impactés par une coupure de courant et dans ce contexte cela peut l'être.

Analyse des données

Un aspect du smart grid qui n'est pas cité dans le document est l'analyse des données. L'observabilité permet de collecter des données. En fin de processus, il faut pouvoir faire du contrôle ou communiquer l'état du réseau au marché. Entre les deux, il faut pouvoir traiter les données afin d'anticiper les situations. Il faut être capable à partir des mesures directes ou des modèles d'estimation :

- Étudier l'impact des conditions météo et des pilotages de charge par les acteurs de marché.
- Faire des prévisions à J+1 ou +2 tenant compte des données historiques, être capable d'estimer le profil de charge des assets en tenant compte au minimum des éléments suivants : le jour de la semaine, les conditions météorologiques, les usages de l'électricité, la topologie courante (travaux en cours) et les programmes d'activation des charges flexibles.

Le résultat de ces analyses doit être la probabilité de congestion. En fonction de ce risque, un trafic light pourra être envoyé par le GRD aux acteurs de marché. La granularité des traffic lights toutefois sera basée sur les données disponibles ; l'absence de compteurs digitaux, le délai nécessaire à rendre notre réseau intelligent et la montée en compétence sont autant d'éléments qui nous permettront d'être de plus en plus précis dans l'établissement des traffic lights.

La mise au point et l'implémentation de ces outils est sans doute le plus grand défi des GRD en matière de smartgrid. Il faudra travailler en plusieurs étapes. L'implémentation aboutie de ces outils prendra certainement plusieurs années. Une approche cohérente devra être définie avec les différents GR du pays, y compris Elia. La feuille de route Smartgrid devra revenir sur cet aspect.

La possibilité de poser des actes de contrôle-commande à distance.

Pour la conduite des réseaux, Sibelga a déjà la capacité de faire des manœuvres à distance dans le réseau MT. Il n'est pas prévu ni justifié de faire de même dans le réseau BT. Il n'est donc pas possible de réorganiser à distance le réseau BT pour éviter des congestions. Des analyses ont déjà été faites, mais les coûts sont prohibitifs. Bien entendu, en cas de surcharge avérée localisée, il sera toujours possible d'adapter manuellement la topologie (pour des périodes assez longues, on n'imagine pas d'envoyer quelqu'un tous les jours pour ce genre d'opérations) afin de soulager l'asset en surcharge. Il ne faut cependant pas mettre trop d'espoir dans ce genre de solution, car dans un réseau où les nouveaux usages connaissent un fort développement par quartier, il est fort possible que les assets voisins soient sous contrainte au même moment.

Nous considérons que cette possibilité doit quoi qu'il arrive être développée par les GRD (de manière uniforme idéalement), mais il y a beaucoup d'aspects techniques à analyser et à expérimenter avant de se lancer dans une implémentation structurelle coûteuse.

La manière qui sera retenue pour activer les charges (via compteur, via un HEMS, via le port P1, via un paramétrage directement de la borne,...) impliquera des développements conséquents et des interfaces complexes avec nos outils du dispatching (« SCADA ») en particulier.

La communication au marché des informations objectives et fiables sur l'état du réseau

Sibelga est prête à remettre une feuille de route smartgrid au 1/1/2024 qui s'inscrira dans le prolongement de la politique smart grid décrite dans le plan d'investissement de ces dernières années. Il faudra se concerter pour s'assurer qu'il y a bien une compréhension commune sur les possibilités actuelles et sur les finalités attendues au sujet de ce smart grid.

8. ACCÈS AUX MARCHÉS

Sibelga est convaincue que les produits de flexibilité devraient pouvoir être offerts avec des assets sur les différents niveaux de tension, c'est à dire que tous les clients devraient pouvoir participer au marché de la flexibilité.

Il nous semble cependant important de ne pas transposer tels quels les règles et les processus mis en place pour la MT vers la BT, conseil que l'on retrouve dans la toute première recommandation de l'étude très complète de VITO sur la flexibilité, au chapitre 2.1.1). EN effet, il y a un certain nombre de spécificités :

- Le volume de points sera potentiellement beaucoup plus important ce qui nécessitera une approche plus structurée, moins complexe et plus automatisée.
- Le nombre de déménagements et de changements contractuels est bien plus élevé chez la clientèle résidentielle, en particulier à Bruxelles. A nouveau, ceci nécessitera une approche simple structurée et automatisée.
- Les considérations GPDR devront être examinées de près pour la clientèle résidentielle.
- Les profils de la clientèle résidentielle étant beaucoup moins stables et prévisibles, il faudra analyser de nouvelles méthodes de settlement qui pourraient s'avérer plus pertinentes.
- Les risques des congestions seront bien plus élevés si on considère le facteur de foisonnement utilisé actuellement dans le dimensionnement des réseaux. Il faudra mettre en place une solution qui dès le départ incite les acteurs de marché à respecter les contraintes du réseau public.

Toutes ces spécificités auront un cout, qu'il faudra tenter de maîtriser pour qu'il soit raisonnable en regard de l'intérêt sociétal de faire participer ces ressources au marché de la flexibilité.

Nous estimons qu'il n'y a pas à court terme d'urgence car il y a encore un immense potentiel de flexibilité en MT non exploité (cf. Courrier Synergrid adressé à FORBEG ...).

Il sera donc important de ne pas se précipiter dans des directions pour lesquelles il sera difficile de faire marche arrière. Il faudra privilégier une approche agile, pas par pas, qui nous permettra de faire des expériences, d'en tirer des leçons et d'avancer prudemment. Une ouverture systématique et directe de tous les produits à la BT n'est donc pas à privilégier dans l'immédiat.

Un certain nombre de mesures pourraient cependant être prises pour assurer un accès au marché transparent, juste et inclusif. Ci-dessous, vous trouverez nos réactions sur les mesures de simplification des processus d'accès, les mesures tarifaires et les mesures sociales proposées par Brugel.

8.1. Mesures de simplification des processus d'accès

Standardiser les procédures de préqualification des URD qui disposent d'une capacité de raccordement supérieure à 56kVA.

Sibelga est prête à ouvrir la possibilité aux utilisateurs disposant d'une capacité de raccordement supérieure à 56kVA et raccordés en BT de participer aux produits de flexibilité aux mêmes conditions que les clients raccordés en MT. Il faudra pour ces clients prévoir la signature d'un contrat de raccordement. Le point est actuellement discuté en Synergrid, une approche harmonisée sera proposée au niveau national.

Instaurer un régime simplifié pour les URD qui disposent d'une capacité de raccordement inférieure ou égale à 56kVA : le GRD doit seulement être informé de l'appartenance de ces URD aux niches indiquées dans l'article 26octies de l'ordonnance électricité. Une préqualification par pool de clients pour tous types de produits peut être envisagée par le GRD. Dans ce cas, c'est le fournisseur de services de flexibilité qui demande l'étude de détails et qui répond des risques induits par un pilotage de pool de clients. Dans cette optique, il y a lieu de mettre en œuvre un projet pilote pour analyser les différentes situations susceptibles de se présenter et implémenter les méthodes les plus appropriées

Sibelga défend la position que c'est au FSP à demander une étude réseau et d'ensuite être tenu responsable quant au respect des contraintes imposées par le GRD. En effet, ce n'est pas du comportement individuel des clients dont il est question dans cette matière mais bien du risque de simultanéité des comportements induits par un pilotage de pool de clients. L'imposition de ces contraintes est le seul moyen pour le GRD d'éviter des investissements non raisonnables dans le réseau électrique dus au pilotage commercial global. Il nous semble en effet opportun de mettre en œuvre un projet pilote dans les prochains mois qui pourra analyser différentes options de définition et d'exposition de contraintes locales (de toute évidence plus dynamique que dans la méthode actuelle), en cohérence avec les discussions Synergrid sur le sujet, pour implémenter la méthode la plus pertinente ensuite.

Instaurer une étude de détail payante pour les demandes de capacité supplémentaire à 4kVA pour les bornes de recharge : les analyses qui seront effectuées dans le cadre de ces études de détail doivent s'appuyer sur des critères transparents, objectifs, standardisés et harmonisés.

Nous n'avons pas d'objection à ce point. Il faudra probablement publier ces critères, à lister de manière générique. La question du prix devra être analysée pour dissuader des demandes de capacités supplémentaires, nous pourrions travailler avec des prix définis par tranches de puissance.

Sibelga estime qu'un refus devra être justifié, mais il n'est pas nécessaire de justifier une acceptation.

Permettre des « Switches » rapides (en moins de 24h à pd 2026) d'acteurs (agrégateur ou fournisseur) et sans surcoûts : le GRD a l'obligation de prévoir des scénarii compatibles avec ces exigences dans le MIG (fourniture et flexibilité)

Cette exigence européenne à mettre en œuvre dans le MIG6 et dans le MIG Flex ne sera possible que si le client dispose d'un compteur smart. Un point d'attention est à noter quant au délai de validation des données metering/billing. Les acteurs de marché devront également se préparer à ce changement et mettre œuvre ce qui est nécessaire de leur côté.

Permettre l'enregistrement de plusieurs acteurs sur un point d'accès : le GRD a l'obligation d'adapter le registre d'accès pour permettre aux URD de contracter plus d'un contrat commercial avec différents acteurs sur leur point d'accès.

Il est déjà possible aujourd'hui d'avoir un contrat différent pour la vente de ses injections. En Synergrid, et en concertation avec les acteurs de marché (Synergrid Market Consultation), les GRD travaillent à une solution pour permettre des contrats de fourniture d'énergie multiples au niveau des sous-installations.

Les contrats de flexibilité (processus à définir dans le MIG Flex) viendront s'ajouter aux contrats de fourniture sur un même point d'accès (ce qui est déjà le cas aujourd'hui en MT).

Des contrats de partage d'énergie devraient aussi pouvoir s'ajouter.

8.2. Mesures de soutien tarifaires

Toutes les mesures proposées ci-dessous par Brugel devront être analysées lors de la mise en place de la prochaine méthodologie tarifaire pour 2025. Vous trouverez cependant certaines premières réactions de Sibelga.

Les mesures transitoires et dégressives

Des tarifs préférentiels pour les opérations à distance (index mensuels, ouverture/fermeture compteur, changement de capacité disponible).

Nous pourrions différencier les actions terrain des actions administratives. Ceci nous semble plutôt être lié au déploiement des compteurs intelligents, avec les questions qui en découlent (solidarité, discriminations, ...), plutôt qu'à la flexibilité. Si l'objectif est d'inciter un client disposant d'un asset flexible de se manifester au GRD, cela nous semble un peu léger et peu convaincant.

Des tarifs préférentiels pour les données informatives détaillées (hors facturation) (demandées avant de conclure des contrats dynamiques).

Il nous semble que si un acteur tiers demande à accéder à certaines données du client, ce service devrait être facturé puisqu'il nécessite de mettre en place un certain nombre de procédures (MIG TPDA) et d'outils.

Des tarifs préférentiels pour les moyens de rapatriement des données port P1 (frais de communication et coût du dongle) ;

Les GRD ont en effet l'ambition de développer une plateforme de transmission de données NRT (Near Real Time) ainsi qu'un dongle standard pour permettre la communication des données NRT du port P1 du compteur intelligent vers cette plateforme. Les données NRT pourront ainsi être transmises aux acteurs de marché et aux clients eux-mêmes à couts raisonnables. Ceci permettra aux acteurs de marché de développer des services (pas uniquement limités à la flexibilité) à valeur ajoutée pour les utilisateurs de réseau. Le GRD, en tant qu'acteur neutre, pourra ainsi assurer une

cohérence de la situation contractuelle (cf. déménagements) et un registre de consentements, éviter le vendor lock-in et permettre à un client d'adhérer à plusieurs services en même temps (pas de lock-in physique du port P1)
Le modèle de répercussions de ces nouveaux coûts sera à discuter.

Les tarifs des nouveaux usages en lien avec la transition

Sibelga est convaincue que l'instrument tarifaire doit être exploité pour favoriser les comportements respectueux du réseau. Il faudra alors travailler sur les tarifs non périodiques pour dissuader la demande de capacités non raisonnable et sur les tarifs périodiques, via la facturation du gridfee, pour favoriser le lissage de la charge, l'autoconsommation individuelle et collective locale.

8.3. Mesures sociales

Sibelga, dans son rôle de fournisseur social, estime qu'elle a un rôle à jouer pour assurer que la transition énergétique soit inclusive. Ci-dessous, vous trouverez notre réaction sur les mesures proposées pour lesquelles Sibelga pourrait intervenir.

Etude de segmentation conceptuelle des clients vulnérables, en tenant compte entre autres du taux de précarité, des fractures numériques et énergétiques. Cette étude devrait être menée en concertation avec les acteurs sociaux concernés ;

Identification et mise en place de mesures adaptées à chaque segment identifié dans le point précédent, pour un meilleur ciblage ;

Sibelga pourrait supporter des initiatives d'acteurs externes comme les CPAS dans le but de vulgariser les notions, de faciliter la mise à disposition de données permettant la segmentation, de proposer des recommandations de mesures adaptées à chaque segment, ...

Mise à disposition des données détaillées sous forme compréhensible relatives aux services de flexibilité en instituant une obligation de service public dans le chef des GRD et des acteurs commerciaux. BRUGEL plaide pour des mesures harmonisées entre les trois Régions.

Sibelga a l'intention de mettre en place une application permettant aux clients bruxellois d'accéder à leurs données de consommation. Il s'agira de données de consommation validées utiles à la facturation et de données NRT transmises via le port P1 et un dongle standard. Un accompagnement plus rapproché pourra être mis en place pour la clientèle vulnérable à l'aide d'institutions comme les CPAS.

Ces données pourront également être transmises aux acteurs de marché qui pourront créer des services à valeur ajoutée pour les clients, notamment des recommandations (en termes d'utilisation ou de contrats). L'application pour le client devra rester assez basique pour laisser de la place aux acteurs de marché pour développer des services. Sibelga pourra alors développer des services particuliers pour les clients SoLR.

Mise à disposition au tarif réduit d'outils de suivi de la consommation « In-home display » par le GRD pour certains clients, notamment en collaboration avec les sociétés de logements sociaux ou publics;

Etant donné qu'une application sera développée par Sibelga pour ses clients en tant que fournisseur social, il ne sera pas nécessaire de prévoir de home display. Un accompagnement adapté devra être mis en place en collaboration avec les logements sociaux / CPAS pour s'assurer que les recommandations soient pertinentes, comprises et suivies.

Mise à disposition d'un service d'accueil client (contact physique), pour informer les clients sur les nouveaux services et les applications associées. Une collaboration avec les CPAS serait judicieuse, comme c'est le cas pour d'autres mesures sociales ;

Sibelga peut jouer un rôle dans cette mesure en mettant en place des points de rendez-vous pour fournir un support (donner des explications, répondre à des questions, ...).

Continuer la réflexion entamée par la Fondation Roi Baudouin afin d'adapter le tarif social pour le rendre inclusif en termes d'intérêt pour les clients concernés à participer aux services de flexibilité : la formule actuelle « all-in » avec maximum deux tranches horaires ne procure aucun intérêt à participer à des produits-services dynamiques ;
Sibelga supporte la proposition d'entamer une réflexion à ce sujet avec la CREG, en tenant compte des objectifs à poursuivre pour la clientèle vulnérable et des évolutions des offres commerciales. Il faudra en effet éviter qu'un tarif social fixe finisse par désavantager cette clientèle.

9. COORDINATION ENTRE ACTEURS

9.1. Coordination entre gestionnaires de réseau

Sibelga est convaincue que la collaboration entre gestionnaires de réseau doit s'améliorer pour viser :

- Une harmonisation des processus au niveau national, ce qui facilitera le travail des acteurs de marché
- Une cohérence dans la gestion des risques de congestion sur les différentes zones et niveaux de tension
- Un optimum économique global dans la manière d'exploiter le potentiel de flexibilité pour faciliter la transition énergétique.

Le GRD et le GRTR doivent mener une étude selon des scénarii réalistes d'intégration des nouveaux usages, compte tenu des réserves limitées en capacité sur les réseaux MT et HT.

Les gestionnaires de réseau aimeraient conduire dans les prochains mois une étude conjointe au niveau de Synergrid pour définir des scénarii réalistes communs au niveau national.

Le GRD et le GRTR ont l'obligation d'échanger les données relatives aux nouveaux usages.

Il sera en effet nécessaire d'échanger des informations comme le nombre, le type et la localisation (du point de vue des points de fourniture Elia). Le gros challenge sera d'abord que Sibelga dispose elle-même de ces données...

Le GRD et le gestionnaire du réseau de transport fédéral doivent collaborer pour lutter contre le gaming des acteurs commerciaux qui seraient tentés de valoriser des services pour résoudre des problèmes de congestion sciemment provoqués sur le réseau.

Les GR doivent en effet mettre tout en œuvre pour lutter contre le gaming mais l'outil principal sera la régulation selon Sibelga.

9.2. Coordination entre gestionnaires de réseau et acteurs

Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de créer en concertation et en collaboration avec les différents acteurs un forum de marché pour le cas échéant, l'harmonisation et la standardisation des produits de flexibilité pour les URD y compris pour les définitions des « baselines » ;

Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de veiller en concertation avec les acteurs commerciaux à adopter des procédures équitables, proportionnelles et transparentes pour la gestion des activations des services de flexibilité et pour la standardisation et la simplification des procédures de préqualification des installations des clients raccordés à leurs réseaux.

Dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement du marché, BRUGEL compte réaliser des audits périodiques et spécifiques sur le rôle des gestionnaires de réseau comme facilitateur du marché de la flexibilité.

Les gestionnaires de réseau ont l'ambition de consulter les acteurs de marché de manière transparente, régulière et structurée au travers de l'initiative Market Consultation de Synergrid

Les GR ont démontré ces dernières années leur volonté d'établir des processus et des outils permettant d'exploiter la flexibilité sur les réseaux de distribution, de manière harmonisée sur la Belgique. Il est évident qu'ils continueront leurs efforts pour garder ce rôle de facilitateur de marché en suivant les évolutions des besoins et du contexte.

9.3. Concertation entre régulateurs et acteurs de marché

Compte tenu des couplages des marchés de détails et de gros et l'opportunité de faciliter des conditions de marché harmonisées parmi les trois régions, BRUGEL estime qu'il y a lieu de réfléchir aux solutions de doter FORBEG des moyens nécessaires, y compris d'envisager un statut formel, pour jouer un rôle de plus en plus central dans les échanges entre les régulateurs et les acteurs du marché.

Il nous semble utile que les décisions réglementaires soient cohérentes au niveau de la Belgique et soutenons l'utilité de prévoir une concertation entre régulateurs.

Advies Infrabel op de openbare raadpleging Reguleringscommissie voor energie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest met betrekking tot:

- *De integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen en*
- *De toegang tot, de deelname aan en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten op het laagspanningsdistributienet in het BHG.*

Context

Brugel wenst via een openbare raadpleging (13 juni – 15 juli 2022) de verschillende stakeholders te consulteren met het oog op hervormingen van de regelgeving en de tarieven die de essentiële transformaties bewerkstelligen om het elektriciteitssysteem in staat te stellen tegen 2050 de doeltelling van koolstofneutraliteit te bereiken.

Infrabel wenst als belangrijke duurzame mobiliteitsspeler een rol te spelen in deze transitie naar een koolstof neutrale economie.

Infrabel is als spoorinfrastructuurbeheerder ook de netbeheerder van het Tractienet Spoor. De wet voorziet dat de regels van het gesloten distributienet op haar van toepassing zijn voor die materies die in de spoorwetgeving zijn geregeld.

Infrabel beschikt als spoorinfrastructuurbeheerder over (reserve)capaciteit aan vermogen dat de publieke netbeheerder op sommige locaties mist voor het aansluiten van EV-laadpalen, ook in het Brussels Gewest. Door middel van een intelligente sturing kan Infrabel deze reservecapaciteit ter beschikking stellen.

Voor het Brussels Gewest kan Infrabel op deze wijze concreet bijdragen aan de doelstellingen van de Brusselse regering die werden ontwikkeld in de gewestelijke **visie voor de installatie van laadpalen voor elektrische voertuigen in Brussel (06/07/2020)** (<https://leefmilieu.brussels/news/een-gewestelijke-visie-voor-de-installatie-van-laadpalen-voor-elektrische-voertuigen-brussel>), en zo bijdragen aan de elektrificering van de mobiliteit en aan de Belgische energie- en klimaatdoelstellingen.

Opmerkingen Infrabel

In het ontwerpadvies van Brugel komen enkel de publieke netbeheerders aan bod. Andere netbeheerders, met name de beheerders van het federale en het gewestelijk tractienetspoor en de beheerder van de stationsnetten komen niet aan bod. Zoals eerder vermeld kunnen zij echter bijdragen tot het verwezenlijken van de doelstellingen inzake de uitrol van laadpalen voor elektrische voertuigen en dit op een dubbele wijze.

Eenzijds kunnen de netbeheerders onderling elektriciteit uitwisselen. Zo zou Infrabel als beheerder van het federale tractienet spoor aan MIVB als beheerder van het gewestelijk tractienet spoor vermogen ter beschikking kunnen stellen voor het opladen van elektrische bussen. Ook een samenwerking met Sibelga is een mogelijkheid.

Anderzijds zouden ook netgebruikers rechtstreeks op het tractienet spoor kunnen worden aangesloten indien de publieke netbeheerder over onvoldoende vermogen beschikt of indien de aansluiting op het publieke net economisch niet haalbaar is. Dergelijke mogelijkheid is wettelijk reeds

voorzien voor het aansluiten van decentrale productie-eenheden via een vergunning directe lijn. In een eerder advies heeft Brugel echter geopperd dat deze bepalingen ook van toepassing kunnen zijn om laadinstallaties voor elektrische voertuigen aan te sluiten op het gewestelijk tractienet spoor.

Het betreft het advies 234 uit 2016:

“Het is evident dat de oplaadpalen alleen op het net van de MIVB kunnen worden aangesloten als de aanvrager aan de MIVB bewijst dat de aansluiting van zijn installatie op het net van de distributienetbeheerder technisch-economisch onmogelijk of onverstandig is.

De MIVB moet het bewijs van de naleving van de voornoemde criteria bewaren telkens wanneer ze oplaadpalen aansluit op haar net. “

Deze uitzondering zou best worden opgenomen in de regionale wetgeving en bij uitbreiding voor alle netbeheerders van het tractienet spoor, waaronder ook Infrabel. Dit kan ofwel de ordonnantie zijn ofwel het technisch reglement.

Het moge echter duidelijk zijn dat het hier om een mogelijkheid gaat en niet om een verplichting. De hoofdtaak van Infrabel is en blijft de organisatie van het treinverkeer. Enkel indien de veiligheid en de goede werking van het treinverkeer het toelaat, kan vermogen ter beschikking gesteld worden voor andere doeleinden zoals laadpalen voor elektrische voertuigen.

Consultation restreinte : Projet d'avis d'initiative relatif :

Projet d'avis flexibilité et intégration bornes de recharge

Nous remercions le régulateur de nous avoir consulté dans le cadre de la consultation du projet d'avis référencé ci-dessus.

De façon générale, nous saluons la volonté du régulateur de rendre la transition énergétique inclusive et sa volonté de rendre le réseau intelligent.

Il nous semble urgent de rendre le réseau intelligent.

Nous pensons également que la transition énergétique ne pourra réussir qu'en diminuant drastiquement les volumes d'énergie que ça soit dans le chauffage ou dans la mobilité. Pourquoi est-ce qu'un scénario de sobriété énergétique n'est pas étudié ? Pourra-t-on garder cette abondance ?

Un état des lieux sur le nombre d'utilisateurs à qui pourraient profiter la flexibilité et ceux pour lesquels elle sera au mieux neutre voire négative serait-il envisageable ?

Nous nous demandons si le modèle de tarification dynamique est compatible avec le modèle de marché actuel où les prix sont influencés par des éléments extérieurs (relance économique en Chine, tensions géopolitiques, guerre en Ukraine)

Les données récoltées dans le cadre de contrat à prix dynamiques sont des données très sensibles. Il conviendra qu'elles aient un haut degré de protection.

Nous rejoignons les constats de la Creg (note 2240) sur la dangerosité que représente les tarifs dynamiques pour la clientèle basse tension.

Les mesures tarifaires doivent être intelligibles, praticable, incitative et non pénalisante. Il ne faudrait pas pénaliser celui qui a une petite consommation et peu de possibilité de flexibilité.

Nous reconnaissons le besoin de développer des outils de comparaison, mais nous voulons rappeler que le consommateur n'a pas à devenir trader. C'est au fournisseur que devrait revenir la responsabilité de garantir le meilleur prix. Il est d'ailleurs plus que nécessaire de bien indiquer les risques de contrats à prix dynamiques, d'indiquer à quel consommateur ceux-ci s'adressent et le fournisseur devrait en cas de mauvaise utilisation du tarif dynamique remettre le consommateur dans un contrat stable. En cas d'explosion des prix du gaz et de l'électricité, la mise en place d'un plafonnement des prix dynamiques est une piste qui apparaît nécessaire d'étudier. Nous n'avons pas de vision claire sur la manière dont les différents produits de flexibilités pourront s'articuler dans les contrats proposés par les fournisseurs, c'est pourquoi il est primordial de développer des outils de comparaison.

Il est important de coordonner les acteurs et d'y intégrer les consommateurs. La transition énergétique ne sera inclusive que si le citoyen y prend une part active et qu'il se retrouve dans les tarifications qui lui sont proposées.

Face à la tarification dynamique, quasiment tous les usagers pourraient se retrouver en précarité. En effet, dans le marché tel qu'il est aujourd'hui, très peu de consommateur ont le contrat le moins cher et la majorité des consommateurs ont des contrats très chers. La tarification dynamique risque d'accentuer ce phénomène. Il nous apparaît donc primordial que le système de protection reste solide. Nous saluons votre volonté de prôner l'appui des différents partenaires sociaux pour identifier les clients les plus vulnérables.

Concernant le tarif dynamique « social », nous nous demandons comment garantir que le prix ne sera pas plus élevé que le tarif social « classique ». Nous comprenons que l'idée derrière le tarif social dynamique est de permettre aux bénéficiaires du tarif social de participer à la flexibilité du marché en leur donnant la possibilité de payer moins cher que le tarif social grâce à un tarif dynamique, dans l'éventualité où ils arriveraient à déplacer leurs consommations aux heures où les prix sont les moins élevés. Il est alors primordial qu'un mécanisme soit prévu pour s'assurer qu'ils ne paient pas plus cher que le tarif social. De plus, on peut se demander si les personnes qui bénéficient du tarif social ont/auront le profil, les appareils nécessaires pour avoir un quelconque avantage à profiter du tarif dynamique ?

Concernant l'obligation de la part de l'URD de déclarer au GRD le raccordement d'un ou plusieurs véhicules électriques, il nous paraît important que la communication à ce sujet soit infaillible. Autant pour éviter les sanctions potentielles que les congestions.

Pour finir nous rejoignons le régulateur sur l'importance d'encadrer les bornes de recharges hors voirie.



12/7/2022

Reactie EV Belgium op de openbare raadpleging
inzake

het ontwerpadvies op eigen initiatief (BRUGEL-ADVIES-20220531-345) met betrekking tot:
- de integratie in het net van laadpalen voor elektrische voertuigen
- de toegang tot, de deelname aan en de ontwikkeling van flexibiliteitsdiensten op het laagspanningsdistributienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

EV Belgium verwelkomt het initiatief van BRUGEL om te komen tot een visie inzake de integratie van laadinfrastructuur en de krijtlijnen van een flexibiliteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Niettemin hebben wij een reeks belangrijke kanttekeningen bij dit advies, waarvan wij hierna graag de meest belangrijke weergeven:

- EV Belgium vraagt zich af welke assumpties inzake marktontwikkeling voor elektrische mobiliteit, maar ook voor warmtepompen, aan de basis liggen voor de timing van de verschillende maatregelen.
De simultane elektrificatie van mobiliteit en verwarming zullen op relatief korte termijn een zeer grote impact hebben, en het verdient aanbeveling te anticiperen door reeds vroeger de nodige instrumenten in stelling te brengen.
Verder denken wij dat noodzakelijk is ook reeds rekening te houden met evoluties inzake bi-directioneel laden en DC laden, waar wij ook reeds op vrij korte termijn een impact verwachten.
- Het Synergrid ontwerpvoorschrift 'EV connect' vond onvoldoende steun bij de stakeholders, en wordt daarom bijvoorbeeld in Vlaanderen niet als basis gebruikt. EV Belgium vraagt ook in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest dit document niet als uitgangspunt te gebruiken.
- Een gegarandeerd laadvermogen van 4kVA is volgens EV Belgium niet voldoende om de transitie naar elektrische mobiliteit te realiseren. Wij pleiten voor een minimale capaciteit van 7,4kVA (locaties 230V) of 11kVA om de gebruiker voldoende comfort te kunnen garanderen. Bovendien zal een hoger aansluitvermogen ook de deelname aan het dynamische en slimme energiesysteem mogelijk maken bijvoorbeeld bij congestie door overproductie van zonne-energie.

De beperking tot 4kVA voor het publieke domein is in geen geval acceptabel, gezien deze beperking onmiddellijk een impact heeft op het terugverdieneffect van de laadpalen en dus de businesscase van de concessiehouder.

- Om investeringen in bijkomende netcapaciteit aan te sturen moet er *een herziening van de regels voor de versterking van de netten komen gericht op het algemeen maatschappelijk optimum en niet beperkt tot het economische en operationele*



12/7/2022

optimum van de netwerkbeheerders. Deze investeringen moeten, samen met tarifaire maatregelen en flexibiliteitsdiensten, het synchroon opladen voor elektrische voertuigen helpen verzekeren. Hoewel wij de aandacht voor de ontwikkeling van slimme netten en commerciële flexibiliteit voluit ondersteunen, blijven bijkomende basisinvesteringen in de netcapaciteit essentieel om minimale laadcapaciteit 7,4 of 11 kVA te allen tijde te garanderen.

- Technische flexibiliteit is een uiterste noodrem, enkel en alleen toe te passen na het uitvoeren van de nodige capaciteitsinvesteringen, het geven van tarifaire prikkels en het realiseren van commerciële flexibiliteit. In elk geval moet een compensatie worden voorzien, en waar mogelijk voorafgaande melding.

Een capaciteitstarief is belangrijk om optimalisatie achter de meter te stimuleren. Time of use componenten zijn nodig om aan peak shaving te kunnen doen (in het bijzonder tijdens de avondpiek).

- Het systematisch uitlezen van (dynamische) gegevens moet tot het strikt noodzakelijke beperkt blijven. Het is niet aanvaardbaar dat de DNB alle commerciële data van CPO's gaat capteren en gebruiken.

Ontvangen reactie van EnergyVision

I Beste

Dit plan doet een eerste aanzet om de flexibiliteitsmarkt in Brussel op te zetten. Vanuit EnergyVision zijn wij blij met deze voorstellen, maar stellen wij ons ook vragen bij bepaalde uitgangspunten. Deze hebben een zware impact voor onze bedrijfsactiviteiten in Brussel. Wij zouden graag hierover in verder overleg treden met uw instantie.

- P15: Frequentie meldingsplicht laadinfra. In een appartement of bedrijf waar er regelmatig laadpalen bijkomend geïnstalleerd worden? Of is de uitbating van een gemeenschappelijk toegangspunt voldoende (voorstel)?
- P16: tweede punt. Door alle data van de eigenaar uit te lezen, krijgt de DNB toegang tot alle gegevens mbt het verbruik van het pand. Is dit redelijk en proportioneel? Wat is de achterliggende noodzaak hiervan? Deze data zijn tot op zeker niveau betrouwbaar en noodzakelijk voor de bedrijfsvoering van een CPO. Wij zijn uiteraard zeker bereid om gegevens te delen in functie van een deugdelijk netbeheer;
- P17: verwijzing naar de aansluitingsvoorschriften van Synergrid:
 - o Synergrid heeft deze voorschriften op vraag van vele stakeholders en regulatoren opnieuw verwijderd. Een verwijzing naar niet bestaande en niet aanvaarde aansluitingsvoorschriften heeft geen basis. Vraag om dit te verwijderen.
 - P17: Het minimale gegarandeerde aansluitvermogen van een laadpaal is 4kVA. De DNG kan een groter vermogen vragen volgens de tarieven die de regulator zal hebben goedgekeurd. Als de DNB vindt dat de aansluiting versterkt moet worden, zou een versterkingstarief kunnen worden toegepast;
 - o Een maximaal vermogen van 4 kVA heeft een grote impact in het verdienmodel voor publieke laadpalen. Publieke laadpalen moeten aan hoogste vermogen van 7,4kW kunnen laden. Er zijn hierover op niveau van de concessie afspraken gemaakt met de netbeheerder, deze afspraken wijzigen zal een impact hebben op het verdienmodel en afspraken ihkv deze concessie. 7,4kW laadvermogen is dus een absoluut minimum;
 - o Dit minimaal vermogen van 7,4kW moet in de toekomst ook aanleiding geven tot meer dynamiek in het laden, bijvoorbeeld heel hoog bij congestie wegens overproductie hernieuwbare energie of lager tijdens ochtend of avondpiek;
 - o Investerings in warmtepompen en elektrische voertuigen zijn investeringen in duurzaamheid. Deze formule kan aanleiding geven tot een “ontmoedigingstarief” voor duurzame keuzes.
 - o Spreken over het principe van een versterkingstarief zonder duidelijkheid te geven, opent de basis voor vele vragen.
- P18: De DNB kan in geval van congestie ingrijpen in de laadsnelheid van de laadpaal, zonder voorafgaande melding of compensatie. Als principe kan dit mogelijks het verdienmodel van een CPO – laadpaalexploitant zwaar impacteren;
- Op pagina 24:
 - o Het beleid inzake Asset Management van de beheerders moet de energietransitie ondersteunen door investeringen in capaciteit en intelligentie. Beheerders moeten altijd de voorrang geven aan investeringen in intelligentie of het gebruik van flexibiliteitsdiensten in plaats van investeringen in koper om congestieproblemen aan te pakken of synchroon opladen voor elektrische voertuigen met een vermogen van 4kVA te verzekeren; tegelijkertijd moet de tariefmethodologie er door middel van passende instrumenten voor zorgen dat de DNB niet te veel investeert in koper om aan zijn verplichtingen te voldoen;
 - Een vermogen van minimaal 7,4kVA (locaties met 3x230V netwerk) of 11kW is noodzakelijk. Zeker op het publieke domein is het verdienmodel zodanig beperkt dat elk uitstel of achteruitgang op het vlak van technische aansluiting onmiddellijk een impact heeft op het terugverdieneffect van de laadpalen.
- Op pagina 25:
 - o - De DNB moet voldoende observatiemiddelen inzetten (zie paragraaf 7 van dit document) om zijn behoeften aan flexibiliteitsdiensten beter af te stemmen, zodat hij winst kan boeken ten opzichte van een klassieke investering;
 - o - De DNB moet voorrang krijgen op andere actoren die, via offerteaanvragen, toegang vragen tot flexibiliteitsmiddelen om hun congestie te beheren of hun capaciteitsinvesteringen uit te stellen.
 - Punt 1: observatiemiddelen op het publieke domein in combinatie met de gegevens van de slimme meters, of ook meetinstrumenten achter de meter residentieel en niet-residentieel;
 - Punt 2: op momenten van aantoonbare en onbetwistbare netcongestie moet de netbeheerder voorrang krijgen. Wij stellen voor om net zoals in Vlaanderen compensaties aan te bieden aan de getroffen van deze netcongestie;
 - Aanvullend: via een netwerk van laadinfrastructuur kan op een slimme manier heel wat toekomstige congestieproblemen weggewerkt worden. De DNB moet daarom eerst beroep doen op de lokale commerciële flexibiliteit (in beide richtingen), pas dan zich beroepen op de eigen technische flexibiliteit (als noodrem). Als toezichthouder op het netbeheer, moet de netbeheerder ook transparant rapporteren over ingrepen qua technische flexibiliteit

- P25: mogelijkheid van besturing op afstand: de netbeheerder moet financiële prikkels geven om voorspelbare congestie weg te werken; Het actieplan hiervoor zou best voor 1 januari 2023 beschikbaar moeten zijn, gelet op de snelle uitrol van warmtepompen en elektrische voertuigen;

Onze visie op de Brusselse energiemarkt

Vanuit EnergyVision stellen wij voor om het principe van laadpleinen in de stad als energiegemeenschap te gaan implementeren. Dit betekent dat we lokale congesties in het net vermijden en oplossen door deze aan te wenden voor publieke laadpleinen. Indien nodig kunnen deze congesties ook opgelost worden via de plaatsing van lokale batterijen om de pieken op te vangen.

Vanuit deze optiek is het niet aangewezen om een vermogen van 4kVA in te voeren als sluitstuk voor publiek laden. Ons dochteronderneming EnergyDrive zal op korte termijn een representatief aandeel aan laadpalen uitrollen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Bovendien komen er op heel korte termijn evoluties op vlak van DC laden en bidirectioneel laden. In de hele opzet en advies wordt hierover niet gerept. Wij zijn steeds bereid om verder in overleg te treden over deze punten.

Mvg Jochen De Smet