

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

Project van **STUDIE op eigen initiatief** (BRUGEL-STUDIE-20180619-26)

betreffende de invoer van een capaciteitsstarief in het Brussels
Hoofdstedelijk Gewest

Opgesteld op basis van art. 30 bis §2 van de ordonnantie
van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de
elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

19/06/2018

Consultatieversie

CONSULTATIEVERSIE

Inhoudsopgave

1	Wettelijke grondslag	3
2	Inleiding.....	4
3	Verkorte samenvatting van de studie.....	5
4	Conclusies.....	7
5	Bijlage: studie, uitgevoerd door het ICEDD.....	7

CONSULTATIEVERSIE

I Wettelijke grondslag

De ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest voorziet, in artikel 30bis §2, ingelast door artikel 56 van de ordonnantie van 14 december 2006, dat:

“... Brugel is bekleed met een adviesopdracht ten aanzien van de overheid over de organisatie en de werking van de gewestelijke energiemarkt enerzijds, en met een algemene toezicht- en controleopdracht inzake 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;

...”

Daarnaast voorziet art. 30bis §3 van dezelfde ordonnantie dat:

“... Brugel oefent de volgende bevoegdheden op onpartijdige en transparante wijze uit:

7° het opstellen van een tariefmethodologie voor de elektriciteitsdistributie volgens de bepalingen van deel II quater van deze ordonnantie en voor de gasdistributie volgens de bepalingen van hoofdstuk III bis van de ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

...”

Tot slot voorziet art. 9quater van dezelfde ordonnantie:

“... Na gestructureerd, gedocumenteerd en transparant overleg met de netbeheerder werkt BRUGEL de tariefmethodologie uit die deze netbeheerder moet gebruiken voor het opstellen van diens tariefvoorstel.

...”

Deze studie wordt uitgevoerd op initiatief van BRUGEL met het oog op het documenteren van de opstelling van de tariefmethodologie 2020-2024. Het werd uitgevoerd door het ICEDD, de succesvolle opdrachtnemer van de overheidsopdracht die georganiseerd werd door een vereenvoudigde onderhandelingsprocedure met bekendmaking. De volledige studie is beschikbaar in de bijlage, in de taal die door de opdrachtnemer wordt voorgesteld.

2 Inleiding

Op dit moment staat voor de klanten laagspanning elektriciteit of laagspanning gas het toegepaste distributietarief grotendeels in verhouding tot het verbruik.

Hoewel dit systeem vanuit REG-oogpunt (Rationeel Energieverbruik) juist is, geeft deze structuur vanuit economisch oogpunt niet de netkosten weer, die voornamelijk afhangen van de dimensionering van het net (maximumvermogen, ...).

BRUGEL is zich bewust van dit principe, maar wilde gedurende de eerste regulatoire periode geen capaciteitstarief, want dat zou het algemene evenwicht van het systeem hebben verstoord en zou diepgaande studies naar de impact op de eindklanten hebben vereist.

In het motivatiefverslag ¹voor de methodologieën 2015-2019 gaf BRUGEL aan dat er een denkoefening met de netbeheerder nodig was voor de volgende tariefperiode.

In het kader van de voorbereiding van de tariefmethodologie 2020-2024 wil BRUGEL over voldoende elementen beschikken om de noodzakelijke maatregelen te kunnen nemen en motiveren inzake tarifiering en in het bijzonder de tariefstructuur.

Deze studie heeft als doel de impact van de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Gewest te onderzoeken vanuit economisch, sociaal en milieuoogpunt. Deze studie zal zowel betrekking hebben op de netbeheerder als op de Brusselse consumenten.

De studie moet uitmonden in specifieke aanbevelingen voor de implementatie van een dergelijke tarifiering in het Brussels Gewest.

De resultaten van deze studie zullen aan alle actoren van de sectoren worden voorgesteld:²

¹ Verslag -20140901-18 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/verslagen/2014/nl/verslag-18.pdf>

² leveranciers, sociale actoren, netbeheerder en andere Belgische regelgevende organen, Leefmilieu Brussel, APERe.

3 Verkorte samenvatting van de studie

De tariefstructuur die vandaag wordt toegepast om de beheerder te betalen voor het gebruik van de elektriciteits- en gasdistributienetten (Sibelga voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest) dateert van de tijd van het Controlecomité. Deze structuur beantwoordde aan de behoeften van de energieactoren op een verticaal geïntegreerde markt, waar de elektriciteit hoofdzakelijk door kerncentrales en conventionele gascentrales werd geproduceerd, en waar de metingen via mechanische meters gebeurde.

Deze structuur is niet meer aangepast aan de behoeften van de DNB (distributienetbeheerder), die de aanpassing en modernisering van het net als kernactiviteit heeft. Deze tariefstructuur houdt ook geen rekening met de nieuwe uitdagingen i.v.m. de energietransitie op een geliberaliseerde markt.

De drie voornaamste uitdagingen betreffende de energietransitie waarop vandaag een antwoord moet worden gezocht, zijn:

1. de groei van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie;
2. de integratie van nieuw energieverbruik (elektriciteit, gas) om de milieu-impact van de energieproductie en het energieverbruik te verminderen;
3. het gebruik van innovatieve technologieën om de energietransitie aan een lagere kostprijs mogelijk te maken.

Het doel van deze studie is de Brusselse regulator (BRUGEL) een tariefstructuur voor te stellen die beantwoordt aan de verwachtingen van de DNB en de werking van de andere commerciële actoren op de energiemarkt (elektriciteit, gas) te ondersteunen. Voor de uitvoering van deze studie heeft het ICEDD van Sibelga alle nodige beschikbare gegevens verkregen (stroom op de netten, verbruik en vermogen van individuele aansluitingen, detail van de kosten voor Sibelga, typeprofielen, ...)

In de eerste etappe werden de evaluatiecriteria gedefinieerd om de manier te kunnen evalueren waarop elke tariefstructuur kan beantwoorden aan de doelstellingen die eraan zijn toegekend. Hiertoe werd de wetenschappelijke literatuur bestudeerd en vonden er rechtstreekse contacten plaats met actoren uit andere gewesten of landen waar gelijksoortige experimenten, met name de capaciteitstarifiering, werden gevoerd of verkend (Nederland, Frankrijk, Groothertogdom Luxemburg, Vlaanderen en Wallonië).

Tot slot werden 17 criteria met uiteenlopende gevoeligheden gedefinieerd (de onontkoombare, de capaciteit om de energietransitie te begeleiden, de klassieke). Deze criteria zullen worden gebruikt om de bestaande of geplande tariefstructuren te onderzoeken en als hulpmiddelen bij het ontwerp (tariff design).

In overleg met het begeleidingscomité voor de studie werden voor elektriciteit drie categorieën van tariefstructuren gedefinieerd, die aan evenveel scenario's beantwoorden:

- het scenario 'As Is', dat overeenstemt met de huidige situatie;
- het scenario 'Cost Reflective', dat overeenstemt met de situatie waarin het tarief de kostenstructuur zo goed mogelijk weergeeft;
- het scenario 'Capacity to Reduce Cost', dat beantwoordt aan de uitdaging om de energietransitie te realiseren, tegen de laagste kost.

De scenario's werden zowel bestudeerd op het niveau van de perspectieven op de middellange termijn (met algemene slimme meters), als op het niveau van de lange overgangperiode tijdens dewelke meerdere metertypes naast elkaar zullen bestaan.

Tot slot werden de verschillende bestudeerde tariefstructuren virtueel toegepast op de 644.000 LS-klianten, evenals op de typeklanten, om de impact van deze tarieven op de factuur van de consument te evalueren.

Bij de analyse lijkt een scenario zich globaal en voor alle marktspelers op te dringen (ook al is het soms om verschillende redenen): het scenario 'Capacity to Reduce Cost', dat voorziet dat 20% van de begrotingsmiddelen van de DNB gedekt zal zijn door een flexibel capaciteitstarief (€/kVA) en dat 80% van de begroting gedekt zal zijn door een proportioneel tarief (€/MWh), gedifferentieerd in functie van 4 tijdsperiodes. De toepassing van deze tariefstructuur zou het mogelijk moeten maken de energietransitie tegen de laagste kost uit te voeren, met name door de behoeften aan versterking van het distributienet tegen 2030 aanzienlijk te verminderen. Ze zou ook de vorming van een flexibiliteitsmarkt van in een eerste fase ongeveer € 5M mogelijk maken (enkel op basis van de verplaatsingen van de last op de gebruikstarieven van het Sibelga-net) en vervolgens van € 16M, wanneer de elektriciteitsopslag door stationaire accumulators en middels elektrische voertuigen operationeel zal zijn.

Ter afsluiting van deze studie werd ook stilgestaan bij de specifieke maatregelen die moeten worden getroffen voor de tariefstructuur van de aardgasdistributie. Er werden ook diverse beschouwingen naar voren geschoven over de impact van de voorgestelde maatregelen op het milieu, het REG (rationeel energiegebruik) en de ontwikkeling van bepaalde markten. Tot slot worden op het einde van dit verslag een reeks aanbevelingen geformuleerd met betrekking tot de invoer van een nieuwe tariefstructuur.

4 Conclusies

De gedecentraliseerde elektriciteitsproductie op basis van schone energie, het nieuwe elektriciteitsgebruik (mobiliteit, warmtepompen, ...) en de grootschalige ontwikkeling van nieuwe technologieën (digitalisering, slimme meters, opslag, ...) zijn volop aan het groeien en BRUGEL meent dat de distributietarieven voor elektriciteit een rol te vervullen hebben in het transitieproces, dat nu al is aangevat.

De historische tariefstructuur die vandaag wordt toegepast op de gebruikers laagspanning beantwoordt steeds minder aan de behoeften van de netbeheerders.

BRUGEL is van mening dat bij de langetermijnplanning (2030) rekening moet worden gehouden met alle aanbevelingen, vaststellingen en lessen, gedocumenteerd in deze studie.

In het kader van de tariefmethodologie 2020-2024 zal BRUGEL evalueren in welke mate deze aanbevelingen in acht kunnen worden genomen bij de formulering van een capaciteitstarief en de invoer van meerdere tariefperiodes in de distributietarieven.

Bepaalde aanbevelingen zijn evenwel duidelijk onderhevig aan de aanwezigheid van slimme meters. De onzekerheid over de aanneming van het wettelijke kader betreffende het gebruik en de implementatie van slimme meters (werking, bepaling van verbruiksregimes, gebruik en beveiliging van gegevens, terbeschikkingstelling van de meetgegevens, ...) kan een rem zetten op deze nieuwe tariefstructuur.

Los van het aangenomen wettelijke kader overweegt BRUGEL een voorzichtige, coherente aanpak voor de toepassing van de geformuleerde aanbevelingen. Voor de operationele aspecten kan een specifieke tarifiering voor de gebruikers van laagspanningsnetten, uitgerust met slimme meters, pas effectief worden bij de lancering van MIG6 of een ander, equivalent alternatief.

5 Bijlage: studie, uitgevoerd door het ICEDD

EVALUATION DE LA MISE EN PLACE D'UNE TARIFICATION CAPACITAIRE EN RÉGION BRUXELLOISE

Pour



BRUGEL – LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE – DE BRUSSELE REGULATOR VOOR ENERGIE



Rapport final

Préparé par:



ICEDD
INSTITUT DE CONSEIL ET D'ÉTUDES
EN DÉVELOPPEMENT DURABLE

Détails du cahier de charge

Evaluation de la mise en place d'une tarification capacitaire en région bruxelloise

PROCÉDURE NÉGOCIÉE DIRECTE AVEC PUBLICITÉ. Référence BRUGEL : 2016096

Mission réalisée par :



ICEDD asbl
Boulevard Frère Orban, 4 – B-5000 NAMUR - BELGIUM

+32(0)81 25 04 80 icedd@icedd.be

Rapport rédigé par :

Francis GHIGNY

Marco ORSINI (ICEDD)

Yves MARENNE (ICEDD)

Namur, 29 mai 2018.



ICEDD is certified ISO 9001:2008

CONSULTATIEVERSIE

I Executive summary

La structure tarifaire appliquée aujourd'hui pour rémunérer le gestionnaire pour l'utilisation des réseaux de distribution d'électricité et de gaz (Sibelga pour la Région Bruxelles Capitale) date de l'époque du Comité de Contrôle. Cette structure correspondait aux besoins des acteurs énergétiques dans un marché verticalement intégré, où la production électrique se faisait essentiellement à partir d'unités nucléaires et conventionnelles au gaz et où le comptage était réalisé par des compteurs mécaniques.

Cette structure n'est plus adaptée aux besoins du GRD (gestionnaire de réseau de distribution) dont le métier central est l'adaptation et la modernisation du réseau. Par ailleurs, cette structure tarifaire ne prend pas en compte les nouveaux enjeux liés à la transition énergétique dans un marché libéralisé.

Les enjeux de la transition énergétique auxquels il faut répondre aujourd'hui sont principalement au nombre de 3 :

4. La croissance des sources d'énergies renouvelables dans la production d'électricité ;
5. L'intégration de nouveaux usages énergétiques (électricité, gaz) en vue d'améliorer l'impact environnemental de la production et de la consommation d'énergie ;
6. L'utilisation de technologies innovantes pour réussir la transition énergétique au moindre coût.

L'objectif de la présente étude est de proposer au régulateur Bruxellois (BRUGEL) une structure tarifaire susceptible de rencontrer les attentes du GRD et de favoriser l'action des autres acteurs commerciaux du marché de l'énergie (électricité, gaz). Pour réaliser cette étude, l'ICEDD a obtenu de Sibelga toutes les données disponibles nécessaires (flux sur les réseaux, consommation et puissance de raccordement individuelle, détail des coûts Sibelga, profils types, ...)

La première étape a consisté à définir des critères d'évaluation qui doivent permettre d'apprécier la façon dont toute structure tarifaire peut rencontrer les objectifs qui lui sont assignés. Pour ce faire, une revue de la littérature scientifique a été menée, couplée avec des contacts directs avec des acteurs d'autres régions ou pays où des expériences similaires, notamment de tarification capacitaire, ont été menées ou explorées (les Pays-Bas, la France, le Grand-Duché de Luxembourg, la Flandre et la Wallonie).

Finalement, 17 critères ont été définis, avec des sensibilités variées (les indispensables, la capacité à accompagner la transition énergétique, les classiques). Ces critères seront utilisés tant pour examiner des structures tarifaires existantes ou projetées, que comme des outils d'aide à la conception (tariff design).

En concertation avec le comité d'accompagnement de l'étude, 3 familles de structures tarifaires ont été définies pour l'électricité, correspondant à autant de scénarii :

- Le scénario « As Is », correspondant à la situation actuelle
- Le scénario « Cost Reflective », correspondant à la situation où le tarif reflète au mieux la structure des coûts

- Le scénario « Capacity to Reduce Cost », qui répond au souci de réaliser la transition énergétique au moindre coût.

Ces scénarii ont été examinés tant au niveau des perspectives à moyen terme (avec compteurs intelligents généralisés) qu'au niveau de la longue période transitoire pendant laquelle plusieurs types de compteurs coexisteront.

Enfin, les différentes structures tarifaires étudiées ont été appliquées, virtuellement, aux 644.000 clients Basse Tension, ainsi qu'à des clients types, pour identifier l'impact de ces tarifs sur la facture des consommateurs.

A l'analyse, un scénario semble s'imposer globalement et pour l'ensemble des acteurs de marché (même si c'est parfois pour des raisons différentes) : le scénario Capacity to Reduce Cost, qui prévoit que 20% de l'enveloppe budgétaire du GRD sera couverte par un terme capacitaire flexible (€/kVA) et que 80% de l'enveloppe sera couverte par un terme proportionnel (€/MWh) différencié suivant 4 plages horaires. La mise en œuvre de cette structure tarifaire devrait permettre de réaliser la transition énergétique au moindre coût, notamment en réduisant fortement les besoins de renforcement du réseau de distribution à l'horizon 2030. Elle permettrait également de générer un marché de la flexibilité de l'ordre de 5M€ dans un premier temps (uniquement basé sur les déplacements de charge sur les tarifs d'utilisation du réseau Sibelga) et de 16 M€ ensuite, lorsque le stockage d'électricité par batteries stationnaires et au moyen de véhicules électriques sera opérationnel.

En conclusion de cette étude, une réflexion a été menée sur les mesures spécifiques à prendre pour la structure tarifaire de la distribution du gaz naturel. Diverses considérations ont, également, été émises sur l'impact des mesures proposées en matière environnementale, d'URE (utilisation rationnelle de l'énergie) et de développements de certains marchés. Enfin, un ensemble de recommandations relatives à la mise en place d'une nouvelle structure tarifaire sont formulées à la fin de ce rapport.

2 Contexte

La présente étude s'inscrit dans le cadre des compétences de BRUGEL, le régulateur bruxellois de l'énergie dans la détermination et contrôle de tarifs de distribution de l'électricité. La 6^{ème} réforme de l'Etat a transféré la compétence relative aux tarifs de distribution d'énergie (électricité et gaz naturel) aux Régions. C'est dans ce contexte que l'ordonnance bruxelloise du 8 mai 2014 a confié à BRUGEL la compétence relative au contrôle des tarifs de distribution de l'électricité et du gaz à partir du 1^{er} juillet 2014.

Cette étude s'inscrit aussi dans le cadre de la nécessaire transition énergétique qui doit nous mener vers une société dénucléarisée et presque totalement décarbonée en 2050. Cela suppose une montée en puissance de la production électrique d'origine renouvelable, bien souvent fluctuante et une évolution du rôle des réseaux d'électricité mais aussi de gaz naturel qui pourront / devront accueillir une part croissante de gaz renouvelable (biogaz, hydrogène). On assistera à l'avenir à une flexibilisation de la production d'électricité mais aussi de la demande grâce aux apports des nouvelles technologies (on pense, en particulier, aux smart meters, compteurs intelligents, compteurs communicants suivant la terminologie retenue). En fait les réseaux seront, demain, confrontés à une 'smartification' du couple fourniture / consommation d'autant plus que, dans le cas de l'électricité, les consommateurs deviennent, eux-mêmes, et pour une part plus ou moins grande des producteurs (d'où le néologisme de prosumer ou de prosommateur). De même, en matière de réseaux d'énergie, il est essentiel de tenir compte du foisonnement des consommations qui permet de réduire considérablement les capacités nécessaires de réseaux. C'est d'ailleurs sur la base d'un foisonnement supposé des consommations que les réseaux ont été dimensionnés. L'introduction de technologies intelligentes devrait permettre, si elles sont exploitées au mieux, d'améliorer la qualité des services rendus par les réseaux tout en limitant les coûts de développement du réseau.

On peut considérer les réseaux et certainement les réseaux de distribution comme le lien physique qui permet de mettre en relation plusieurs acteurs différents, des fournisseurs aux consommateurs. Ce faisant, les réseaux de distribution doivent être au service de la collectivité mais aussi de ses différentes composantes (fournisseurs, consommateurs résidentiels et professionnels, nouveaux acteurs du marché comme les agrégateurs, les stockeurs d'énergie, ...). Cela signifie que les tarifs de distribution devront à l'avenir assurer la rentabilité et donc la pérennité des activités de gestion de réseaux mais aussi favoriser la transition de nos sociétés vers plus de durabilité des points de vue, sociaux, environnementaux et économiques. Dans la fixation des tarifs de distribution, il faut garder présent à l'esprit que les intérêts du GRD ne sont pas nécessairement identiques aux autres utilisateurs du réseau et qu'il y a lieu de tenir compte de cette diversité d'intérêts. Par ailleurs, comme le rappelle le régulateur bruxellois³ le réseau se doit d'appliquer des principes fondamentaux de transparence et de non-discrimination.

³ BRUGEL-Rapport -20140901-18 : du 1^{er} septembre 2014 : <http://www.brugel.be/Files/media/SIGI/5412e85a3632c.pdf>

3 Objectifs de la mission

La question des tarifs de distribution est aujourd'hui à l'agenda de nombreux acteurs du monde de la distribution de l'énergie (électricité et gaz naturel). Cet intérêt grandissant est lié à plusieurs phénomènes concomitants. Tout d'abord, il convient de rappeler que la libéralisation des marchés de l'énergie a modifié profondément leurs modes de fonctionnement.

Avant la libéralisation, les monopoles intégrés verticalement permettaient, sans doute, de penser 'plus facilement' une tarification de la distribution qui minimise les coûts globaux du système et l'oriente dans la direction souhaitée (voir Figure 2). On pense, en particulier, à la tarification bi horaire (ou exclusif nuit) qui avait été mise en place pour inciter les ménages à consommer l'électricité d'origine nucléaire excédentaire pendant la nuit. L'unbundling a radicalement changé la situation. Désormais, chaque acteur développe des stratégies qui lui sont propres sans que cela conduise nécessairement à une optimisation des coûts du système énergétique dans sa globalité.

Par ailleurs, les tarifs de distribution appliqués actuellement sont essentiellement basés sur la quantité d'énergie consommée par les URD (utilisateur de réseau de distribution). Cette dépendance des tarifs de transport à l'énergie consommée a été clairement voulue par le législateur pour des raisons de promotion de l'URE. La décision du Gouvernement fédéral du 5/4/2000 citée par la CREG (CREG 2003) prévoyait ainsi la « *suppression progressive du droit fixe annuel pour le tarif basse tension au plus tard au 30 juin 2002 pour les ménages* ». De même, l'arrêté royal du 2 septembre 2008 relatifs aux tarifs de distribution (SPF Economie, PME, Classes moyenne et Energie 2008), précise en son article 11, §1 3^{ème} alinéa, que « *Pour les utilisateurs du réseau du groupe de clients BT, le tarif de base pour l'utilisation du réseau est fonction de l'énergie active injectée ou prélevée par un utilisateur du réseau sur le réseau de distribution et de la période tarifaire* ». Toutefois, ce même article ouvre la porte à la possibilité d'introduire un terme capacitaire « *Pour cette même catégorie de clients, afin d'éviter des extensions de capacité inutiles et de garantir l'optimisation de ces capacités, un terme de puissance lié aux pics de consommation réellement mesurés peut être appliqué aux raccordements existants possédant ce type de mesure de pointe, selon des critères à définir* ».

Dans un contexte de transition énergétique, la question de la refonte des tarifs de distribution est à nouveau posée. En effet, les tarifs de distribution, tels qu'ils ont été pensés par le passé, sont-ils adaptés pour favoriser un virage de notre société prise dans sa globalité vers un mix énergétique essentiellement dominé par des énergies renouvelables ? A contrario, les tarifs actuels ne risquent-ils pas de freiner ces évolutions vers plus de renouvelable ? La question mérite en tous cas d'être posée.

Cette question de l'influence de la tarification sur la transition énergétique prend d'autant plus d'importance aujourd'hui à l'heure où de nouvelles technologies font apparaître de nouveaux acteurs (les prosumers) dont le comportement face aux réseaux sera radicalement différent.

A ces éléments qui sont communs à un grand nombre de pays s'en ajoute un dernier qui est spécifique au cas de la Belgique. Il s'agit de la 6^{ème} réforme de l'Etat qui a transféré, en 2014, aux régions les compétences en matière de tarifs de distribution de l'électricité et du gaz naturel. La loi spéciale relative à la Sixième Réforme de l'Etat précise que les éléments suivants sont désormais de compétence régionale : « *la distribution et le transport local d'électricité au moyen des réseaux dont la tension nominale*

est inférieure ou égale à 70 000 volts, y compris les tarifs des réseaux de distribution d'électricité, à l'exception des tarifs des réseaux qui remplissent aussi une fonction de transport du gaz naturel et qui sont opérés par le même gestionnaire que le réseau de transport de transport de gaz naturel; la distribution publique du gaz, y compris les tarifs des réseaux de distribution publique du gaz, à l'exception des tarifs des réseaux qui remplissent aussi une fonction de transport du gaz naturel et qui sont opérés par le même gestionnaire que le réseau de transport du gaz naturel (...)»

Dans ces conditions, la présente étude a pour ambition d'évaluer l'intérêt de la mise en place d'une tarification capacitaire de la distribution d'électricité en Région de Bruxelles Capitale et par extension d'envisager d'autres formes de tarification qui apporterait de plus importants bénéfices sociétaux. Cette nouvelle tarification devra répondre aux exigences des marchés actuels mais aussi futurs d'autant plus que la transition énergétique va modifier profondément le paysage électrique européen, belge et bruxellois. De ce point de vue on peut dire que les propositions tarifaires formulées dans cette étude ont pour ambition d'être *future proof* (à l'épreuve des évolutions futures).

De façon synthétique, l'objectif du marché est bien d'aider et de conseiller BRUGEL dans l'évaluation de l'impact en Région de Bruxelles Capitale d'une tarification capacitaire tant d'un point de vue économique, social ou environnemental. Par ailleurs, l'évaluation cherchera à identifier les effets des changements envisagés, à la fois, sur les gestionnaires de réseau et sur les autres acteurs, notamment les consommateurs.

Plus concrètement encore, cette étude vise à proposer des recommandations précises pour la mise en œuvre d'une nouvelle tarification de la distribution d'électricité en Région de Bruxelles Capitale. L'ambition est que ces recommandations soient directement intégrables au cadre de la méthodologie tarifaire pour la période 2020-2024 et qu'elles répondent aux défis que la transition énergétique posera au système énergétique bruxellois.

4 Structure du rapport

Ce rapport se compose des parties suivantes.

La **définition de la grille d'évaluation** nous permet de fixer les critères qui devront être rencontrés par une structure tarifaire pour correspondre aux attentes du marché et contribuer à la réussite de la transition énergétique.

Un **benchmark** européen nous a permis de lancer une réflexion sur les possibles structures tarifaires avec composante capacitaire qui pourraient répondre au défi de la transition énergétique.

Cette réflexion a permis la **définition des trois scénarii de structures tarifaires**. Ces scénarii (et leurs variantes) ont été ensuite évalués sur la base de la grille d'évaluation (**évaluation des scénarii**) et sur la base de **l'analyse de l'impact potentiel sur la facture des clients**. Cette analyse a été rendue possible moyennant la **fixation des plages horaire**.

L'analyse de scénarii tarifaires a aussi évalué **les impacts écologiques** et **l'impact sur le développement des nouveaux marchés** (PV, pompes à chaleur, VE, etc.). Une dernière section préalable aux **conclusions et recommandations** fait le point pour ce qui concerne **les analogies avec la tarification gaz**.

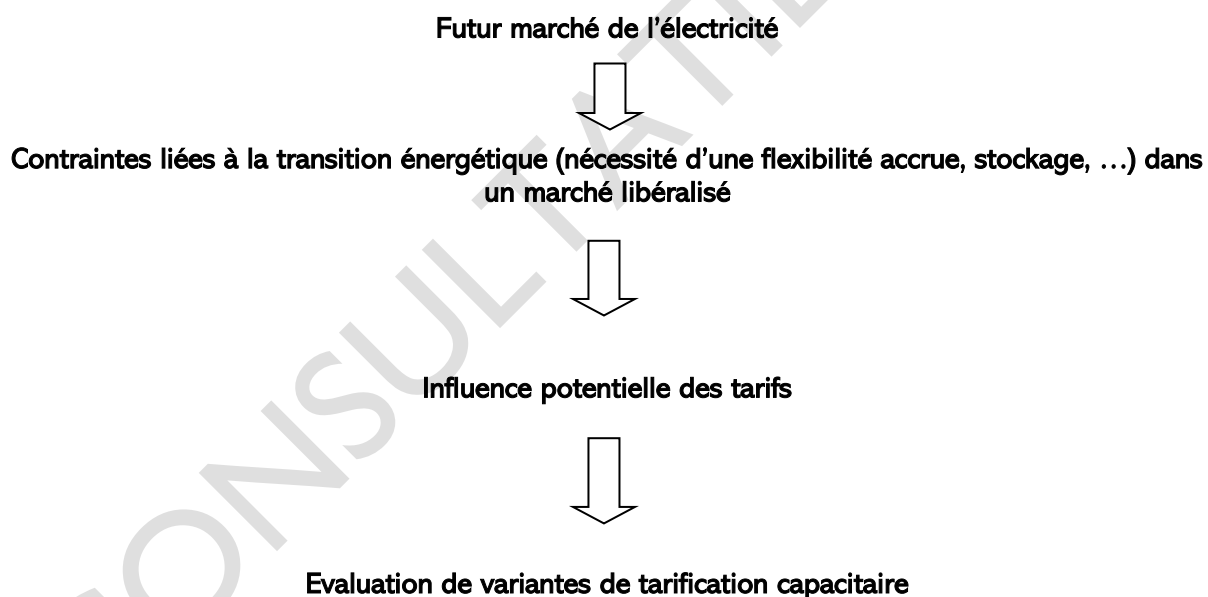
5 Définition de la grille d'évaluation

Avant de fixer une grille d'évaluation pour pouvoir évaluer l'impact en Région de Bruxelles Capitale d'une tarification capacitaire pour l'utilisation du réseau de distribution dans le fonctionnement actuel et futur du marché de l'électricité (généralement appelé « la transition énergétique durable d'un point de vue économique, social et environnemental »), il convient d'identifier au préalable quels pourraient être les caractéristiques du futur marché de l'électricité. Sans doute, l'élément le plus important à prendre en compte pour avoir une idée du futur marché de l'électricité est la **transition énergétique**. Cette transition économique sera accompagnée de modifications réglementaires qui permettront l'émergence de nouveaux métiers (agrégateurs, ESCO, ...)

Dans cette section de l'étude, on examinera, dans quelle mesure, une structure tarifaire peut contribuer au bon fonctionnement de ce futur marché de l'électricité. Ceci nous permettra ensuite d'évaluer les impacts positifs et négatifs en fonction de la structure tarifaire retenue.

Le principe général du raisonnement est repris dans la figure ci-dessous.

▪ **Figure 1: Définition de la grille d'évaluation**



5.1 Revue de la littérature

Une revue de la littérature a été menée pour repérer les critères les plus importants afin de mettre en œuvre une structure tarifaire robuste. Les résultats de cet exercice repris ci-dessous nous ont aidé dans la fixation des critères de la grille d'évaluation.

Si auparavant, les URD ne pouvaient pas agir et 'subissaient' leurs tarifs de distribution, l'irruption des technologies photovoltaïques et des batteries changent la donne de façon assez radicale. Elles leur donnent la possibilité d'optimiser leur rapport au réseau de distribution (Schittekatte, Momber, et Meeus 2017). Les consommateurs ont désormais la possibilité de moduler leur prélèvement au réseau pour limiter au maximum leur facture électrique. Ces nouvelles possibilités offertes aux URD est, potentiellement, de nature à changer profondément le paysage énergétique. Par voie de conséquence, les tarifs de distribution seront amenés également à évoluer.

Pour (Schittekatte, Momber, et Meeus 2017), la question se pose aussi de savoir comment mettre en place un tarif soit robuste c'est-à-dire qui puisse s'adapter à des changements majeurs de configuration des profils des URD. Cette étude montre que le net-metering et le tarif capacitaire ne semblent pas être adaptés dans la mesure où ils créent des problèmes d'efficacité et d'équité. Un tarif basé sur une mesure bidirectionnelle des flux d'énergie semble être plus adapté. Cette étude ajoute qu'aucune forme de tarif ne peut être considéré comme étant totalement robuste ('100% future-proof'). Dans la conception des tarifs, la question de leur robustesse se doit d'être abordée pour éviter de devoir les modifier régulièrement ce qui irait, entre autres, à l'encontre de la simplicité prônée par le CEER (CEER 2017).

De leur côté, (Nijhuis, Gibsecu, et Cobben 2017) note que la transition énergétique, avec l'arrivée de plus en plus massive de productions électriques décentralisées, ajoute des éléments de complexité au système électrique et favorise l'apparition de nouvelles technologies et de nouveaux usages de l'électricité (panneaux PV, batteries de stockage, véhicules électriques).

(Schittekatte, Momber, et Meeus 2017) précisent que la démocratisation de deux percées technologiques (le photovoltaïque et les batteries domestiques) permettent, au moins potentiellement, aux 'prosomateurs' d'être actifs en fonction de signaux de prix de l'électricité. De ce fait, l'évolution des coûts et des performances de ces technologies mettent en péril les revenus des GRD. Pour étudier cette question, (Schittekatte, Momber, et Meeus 2017) ont analysé 3 types de tarification : une tarification basée sur la consommation nette (le principe de compensation, le net-metering), une tarification capacitaire et enfin, une tarification basée sur une double comptabilisation des flux entrants et sortants. Il ressort de cette analyse que le net-metering pose des problèmes d'équité entre URD suivant qu'ils sont équipés ou non de panneaux PV. Ce type de tarification est, en effet, un subside implicite du PV. Par ailleurs, les différentes formes de tarification capacitaire ont tendance à induire des comportements 'non-coopératifs' de la part des URD. Les URD disposant de panneaux PV, de batteries reportent, en effet, sur les autres URD des coûts fixes des réseaux. Dès lors, une tarification basée sur la comptabilisation séparée des volumes injectés et prélevés (qui remplacerait le net-metering) serait plus à même de couvrir les coûts fixes du réseau (les sunk costs).

(Borenstein 2016) note également la difficulté de trouver un système de tarification adapté aux questions spécifiques que pose la distribution d'électricité. Pour lui, si une tarification basée sur les volumes apparaît intéressante du point de vue de l'équité, elle augmente le prix marginal de l'électricité au-delà de son coût marginal et, de ce fait, fausse les choix de comportements des consommateurs. L'alternative souvent proposée, la tarification capacitaire, pose des problèmes d'équité mais aussi d'efficacité. Selon (Borenstein 2016), la moins mauvaise solution est alors une combinaison de partie fixe et de partie volumétrique modulée de façon temporelle.

Actuellement dans la majorité des cas et certainement en Région de Bruxelles Capitale, la plupart des coûts de distribution sont répercutés sur les volumes d'énergie échangée. Pourtant aujourd'hui, la question se pose de savoir si cette option est tenable. En effet, les coûts des réseaux dépendent beaucoup plus du nombre de connexions au réseau que des volumes d'énergie distribuée (Gautier 2015). De plus, de nouveaux services, offerts par les GRD comme la possibilité d'injection d'électricité renouvelable, posent la question de la pérennité des modes de tarification actuels. Il apparaît de plus en plus clairement que les coûts des réseaux dépendent plus des capacités installées que des volumes soutirés ou injectés. On pourrait alors être tenté de passer à une tarification strictement capacitaire, comme par exemple aux Pays-Bas (voir paragraphe 6.1) mais il semble raisonnable de construire le tarif de distribution sur un terme lié au volume d'énergie échangé et sur un autre terme lié à la puissance appelée (Gautier 2015).

Pour améliorer la réfectivité des coûts et la prédictibilité des tarifs de réseau, Nijhuis et al (2017) préconisent l'utilisation d'un tarif basé sur le peak load annuel de chaque URD. Si une telle structure tarifaire permet effectivement une meilleure réfectivité des coûts qu'un tarif basé sur les consommations énergétiques, la prédictibilité est moindre. En effet, les pointes de consommations annuelles varient d'une année à l'autre. Par ailleurs, cette faible prédictibilité des tarifs est préjudiciable du point de vue des GRD qui cernent moins bien les revenus qu'ils généreront par leur activité de réseau.

L'arrivée des smart meters rend possible l'introduction de tarifs basé sur les peak load. Toutefois on peut s'interroger sur la pertinence de tels tarifs dans la mesure où ils ne sont pas prédictibles (on ne connaît pas à l'avance le moment de la peak load). Par ailleurs, du point de vue du réseau, la pointe de consommation d'un URD à un moment où le réseau n'est pas chargé n'est en rien préjudiciable alors qu'une pointe de consommation (ou d'injection) à un moment où le réseau est saturé l'est beaucoup plus. Du point de vue de la réfectivité des coûts, il faudrait donc privilégier un tarif basé sur la pointe des URD mesurée au moment de la pointe du réseau. On développerait donc un CPP, critical peak pricing. Toutefois, ce dispositif pose problème dans la mesure où la pointe n'est connue qu'a posteriori (à la fin de l'année). Par ailleurs, cette tarification, est, potentiellement, inéquitable dans la mesure où un gros consommateur peut justement, pour des raisons qui lui sont propres consommer très peu au moment de cette pointe de réseau. Enfin à supposer que la pointe du réseau puisse être connue, elle aurait un impact désincitatif sur les URD. En effet, une fois qu'un URD aurait atteint sa puissance maximale, plus rien ne l'inciterait à limiter sa puissance (en dessous du niveau déjà atteint) ou sa consommation le reste de l'année.

(Passey et al. 2017) notent également cette difficulté liée au fait que la pointe de puissance appelée par un URD ne correspond pas nécessairement à un moment où le réseau est fortement chargé. Ils expliquent que la mise en place d'un CPP (critical peak pricing) est, en principe, une option à favoriser mais qu'elle complexifie singulièrement les systèmes tarifaires et nécessite des moyens de communication et une gestion prévisionnelle de la demande qui ne peut être connue avec précision anticipativement. Cette solution serait, sans doute, la plus 'cost-reflective' pour les GRD mais elle semble difficilement praticable. Dès lors, (Passey et al. 2017) proposent de construire les tarifs d'utilisation des réseaux sur base de la demande d'un client au cours des mois où les pointes de réseaux sont supposées se produire.

(Castaneda et al. 2017) évoquent le problème de la 'utility death spiral', qui menace le financement des réseaux de distribution d'électricité avec la croissance de l'autoconsommation. En effet, la pénétration de plus en plus forte de panneaux photovoltaïque diminue la consommation d'électricité distribuée par les réseaux. La base sur laquelle les coûts des réseaux sont répartis se réduit ce qui implique une augmentation des coûts d'utilisation des réseaux et incite, en retour, de nouveaux URD à chercher à autoproduire une partie de leur électricité (et ainsi de suite...).

Pour limiter cette 'spirale de la mort' (Castaneda et al. 2017) proposent la mise en place de 'back-up fee' auxquels seraient soumis les détenteurs de panneaux PV sur leur propre auto-consommation. Ce 'back-up fee' peut contenir une composante fixe (basée sur la capacité de raccordement et sur la puissance PV) ainsi qu'une part variable basée sur l'électricité auto-consommée. Une autre option évoquée est la mise en place d'une formule de 'net billing' dans laquelle le prix de vente de l'électricité au réseau est différent du prix d'achat (par opposition au système de compensation actuel, net metering). Une dernière option envisagée est l'augmentation des charges fixes qui peuvent couvrir les frais de connexion et des frais administratifs.

De son côté et comme déjà cité ci-dessus, le CEER a publié des Guidelines (CEER 2017) qui a pour but de décrire comment les tarifs de distribution peuvent répondre aux futurs défis auxquels sont confrontés les réseaux de distribution et plus particulièrement la production décentralisée et l'auto-consommation. Pour ce faire, le CEER a défini 7 critères qui permettent d'évaluer les systèmes de tarification :

- Cost reflectivity (réflectivité des coûts)
- Non distortionary (Non perturbation)
- Cost covey (couverture des coûts)
- Non discriminatory (non discriminatoire)
- Transparency (transparence)
- Predictability (prédictibilité)
- Simplicity (simplicité)

5.2 Les enjeux de la transition énergétique dans le contexte d'un marché qui a fortement évolué.

Dix ans après la libéralisation du secteur de l'énergie, un consensus existe sur la nécessité de réaliser une « vraie » transition énergétique d'un point de vue économique, social et environnemental. Il s'agit donc de produire et de consommer autrement, dans l'intérêt de la planète (les générations futures) et dans le respect de l'ensemble des acteurs concernés. Pour l'électricité, cela signifie de l'utiliser parcimonieusement et de la produire essentiellement à partir de sources d'énergie renouvelables (soleil, vent, eau, biomasse ...). Les décisions prises à différents niveaux de pouvoir indiquent que cette tendance est forte et probablement irréversible : au niveau mondial avec l'Accord de Paris, au niveau

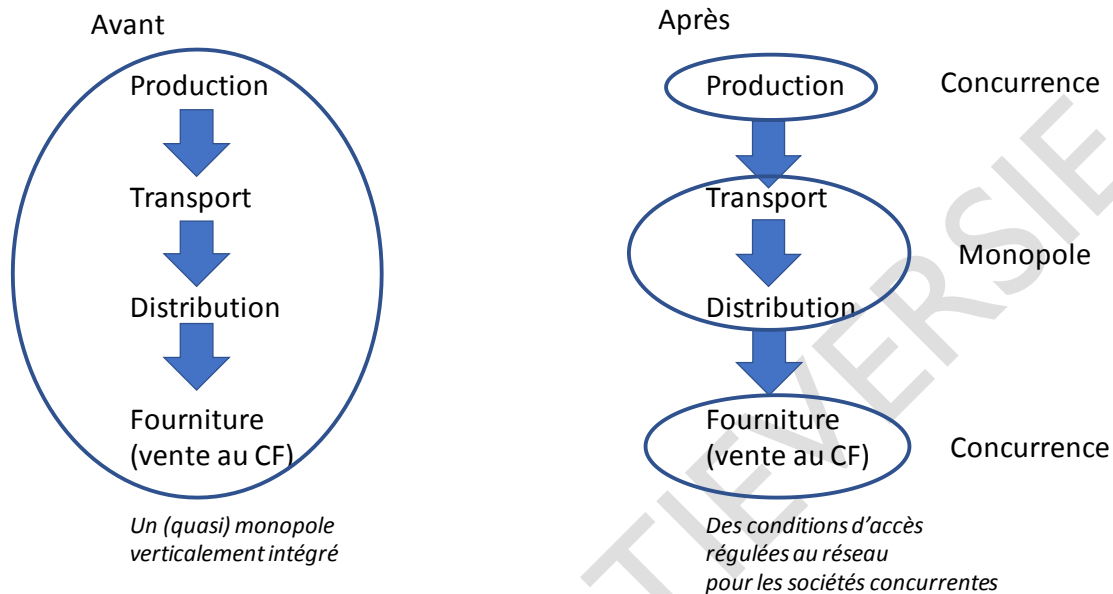
européen avec le « Clean Energy Package⁴ » qui traduit l'ambition européenne en matière climatique et énergétique à l'horizon 2030.

La structure tarifaire pratiquée aujourd'hui pour l'utilisation du réseau de distribution est encore le fidèle reflet de ce qui avait été décidé, avant la libéralisation, au sein du Comité de Contrôle, dans un marché verticalement intégré. Mais dans un tel environnement, la structure tarifaire appliquée au consommateur final avait comme objectif de valoriser toute la chaîne de valeur (production, transport, distribution, vente). Les tarifs 'bi horaire nuit' et 'exclusif nuit' avaient, d'ailleurs, comme justification principale de répondre à des contraintes de la production. A l'époque, l'opérateur verticalement intégré pouvait optimiser ses investissements entre ses différents métiers. Aujourd'hui, la séparation des métiers incite chaque opérateur à optimiser ses propres investissements⁵ et à adapter la structure tarifaire en fonction de ses besoins propres (voir Figure 2 ci-dessous).

⁴ Clean energy for all Europeans: "<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

⁵ L'optimisation des investissements au niveau de chaque secteur pris séparément ne conduit pas nécessairement à l'optimisation des investissements (et autres choix) au niveau de l'ensemble des secteurs. Cela explique la tendance naturelle des secteurs d'activité économique à viser une plus grande intégration verticale.

La libéralisation du marché de l'énergie



▪ **Figure 2 : Schéma d'évolution du marché de l'énergie**

Il est donc surprenant de constater que la structure tarifaire pour la distribution basse tension (BT) n'a pratiquement pas évolué (tarif presque totalement proportionnel et différencié entre le jour et la nuit), alors que cette structure ne correspond pas particulièrement aux besoins objectifs actuels du secteur de la distribution. L'explication la plus plausible réside dans la volonté des GRD et régulateurs de ne pas modifier trop rapidement la perception par le client final qui a fait ses propres choix d'équipement⁶ en fonction des tarifs appliqués avant la libéralisation. En outre les équipements de mesure (compteurs) permettant la facturation n'avaient pratiquement pas évolué. Précisons toutefois que, même avec les équipements existants, des adaptations des horaires de basculement auraient pu être proposées. Aujourd'hui, les compteurs communicants pénètrent progressivement le marché, suivant un timing de plus en plus précis. De nouveaux usages électriques sont proposés aux consommateurs (VE, PAC, autres HVAC, ...) et permettent, souvent, une réduction des consommations fossiles. Le consommateur résidentiel peut lui aussi devenir producteur d'électricité.

Dans ces conditions, il est, sans doute, temps d'examiner comment une tarification adaptée de l'électricité permettrait de favoriser la transition énergétique. Bien entendu, la structure tarifaire de la

⁶ Il s'agit notamment du choix de chauffe-eau électriques ou de chauffage électrique à accumulation, qui n'étaient concurrentiels que grâce au tarif de nuit de l'électricité.

distribution doit d'abord favoriser l'activité propre du GRD. Mais si, en outre, celle-ci pouvait également favoriser l'activité d'autres acteurs du marché (notamment les producteurs et les fournisseurs) et améliorer ainsi l'économicité de l'ensemble du système, ce serait tout bénéfique pour une transition énergétique « au moindre coût » et donc aussi pour les clients (qui, in fine, supportent l'ensemble des coûts). Le GRD pourrait ainsi, grâce à son statut monopolistique, contribuer à une optimisation des choix économiques globaux dans un monde libéralisé, malgré la séparation des métiers. Précisons que ce rôle qui serait rempli par le gestionnaire de réseaux devrait être approuvé par les autorités compétentes.

5.3 L'outil de la « flexibilité » et du « stockage ».

A côté de l'utilisation parcimonieuse de l'électricité en général, la flexibilité, tant au niveau de l'injection que du prélèvement apparaît de plus en plus comme une option complémentaire pour les volumes d'électricité qui peuvent difficilement être réduits. La flexibilité peut s'avérer être une façon efficace (efficace et économique) de faciliter la transition énergétique. En effet, la production d'électricité issue de source renouvelable (E-SER) dépend des conditions climatiques, à l'exception en partie de la biomasse stockable dont les contraintes sont seulement saisonnières. La disponibilité de ces ressources, associé au fait que l'électricité est difficilement stockable (ou alors à un coût élevé, et ce pour des périodes encore relativement courtes, du moins dans l'état actuel des technologies), n'est pas forcément en phase avec la demande d'électricité des principaux consommateurs.

La flexibilité pourrait, jusqu'à un certain niveau, compenser, à des conditions économiques avantageuses, ce décalage temporel, d'autant plus que certains nouveaux usages électriques sont particulièrement bien adaptés à cet égard. Les conditions économiques avantageuses sont définies par une absence d'investissements lourds spécifiques (c'est le cas lorsque les investissements pour ces équipements sont faits de toute façon) ainsi que d'une perte énergétique associée particulièrement légère, comparée aux pertes associées au stockage ou à la production de pointe. Sans flexibilité utilisée à bon escient et déplacement de charge correspondante, la nécessaire simultanéité entre prélèvement et injection aura les conséquences suivantes : nécessité de stockage, augmentation de la capacité de production (avec davantage d'unités qui resteront à l'arrêt au moment où la demande est faible), renforcement de la capacité des réseaux pour correspondre aux pointes de production et/ou de consommation, ... bref autant d'investissements lourds qui viendront grever le coût de la transition énergétique.

La flexibilité peut poursuivre différents objectifs, prendre plusieurs formes, être activée par des acteurs différents et couvrir des durées ou des territoires très différents. Le concept de flexibilité peut recouvrir des réalités bien différentes. Dès lors et dans le cadre de cette mission, il est proposé de classer les différentes formes de flexibilité, provisoirement, dans 4 catégories distinctes :

- **FLEXI « E-SER/Prix ».** Cette flexibilité devrait être sollicitée lorsque la production d'E-SER (électricité issue de source d'énergie renouvelable) est importante (ou au contraire faible) eu égard au niveau de la demande. Par analogie, il sera considéré, dans un environnement de plus en plus « renouvelable », que cette situation surviendra lorsque les prix de l'électricité (BELPEX ou autre référence) sont bas (ou au contraire élevés), suivant la loi de l'offre et de la demande. Cela sera d'autant plus pertinent que le coût marginal de l'E-SER est faible. Cette

situation concerne toute la zone de réglage et peut se prolonger plusieurs heures. Il s'agit ici de valoriser des opportunités « prix », mais pas de réagir à des contraintes techniques liées à la sécurité du réseau. Une incitation à agir via un signal prix (signal implicite) devrait donc être suffisante pour favoriser cette FLEXI.

- **FLEX2 « Délestage ».** Cette flexibilité devrait être activée lorsqu'Elia redoute un déséquilibre sur sa zone de réglage pour une période relativement longue (de l'ordre de l'heure). Il s'agit généralement d'un manque de capacité de production dans une situation particulière (pointe en hiver, incidents techniques, ...) qui nécessite un délestage. Dans ce cas, l'action et le résultat doivent être garantis. Il faut donc donner un signal explicite pouvant prendre la forme d'un ordre, sous peine de risquer le black-out. Le temps de réaction d'une impulsion envoyée aux compteurs intelligents semble trop court avec les technologies actuelles pour pouvoir réagir en temps réel à des déséquilibres ponctuels non prévisibles. En revanche, la nécessité d'un délestage peut généralement être anticipé (de quelques heures ou en jour J-1).
- **FLEX3 « Congestion/Surtension ».** Cette flexibilité devrait être activée lorsque le gestionnaire de réseau prévoit soit une congestion, soit une surtension, sur un tronçon ou sur un nœud de son réseau. La flexibilité pourra alors être activée localement, pour une durée correspondant au problème identifié (pointe de consommation, ensoleillement important, défaut technique, ...). La plupart du temps, la congestion ou la surtension sont prévisibles (sur base des courbes de charge historiques et des prévisions climatiques), mais parfois (défaut technique) elle peut être imprévue. Une action « implicite » sous forme de signal prix sera donc généralement suffisante, sans exclure parfois une action « explicite » (ordre).
- **FLEX4 « Taux de Pertes ».** Cette flexibilité pourrait être activée pour déplacer des charges électriques depuis des moments de forte intensité de courant BT vers des moments de basse intensité de courant BT. Les pertes électriques par effet Joule sont, en effet, proportionnelles au carré de l'intensité (A) et un aplatissement de la courbe de charge entrainera donc, à prélèvement inchangé, une diminution des pertes (l'effet ne sera significatif qu'en BT). Le moment où cette flexibilité devrait intervenir dépend du profil de charge du réseau local et dépendra donc du profil moyen de prélèvement. Une distinction pourrait donc être faite entre les quartiers raccordés au gaz et ceux ayant davantage recours au chauffage électrique. La durée de cette flexibilité pourrait s'étendre sur plusieurs heures. L'objectif est de minimiser les pertes et une action « implicite » est donc suffisante. Il est question du « taux de pertes », à consommation inchangée. Le « niveau » des pertes peut valablement être rencontré par une diminution de la consommation, mais cet aspect est traité au niveau d'un autre indicateur.

Acteur offrant une flexibilité	Zone	Durée	Type de signal	URD (acteur de flexibilité)
---	------	-------	----------------	-----------------------------------

FLEX1	E-SER/Prix	Marché	Réglage	Long	implicite	C + P dépl.
FLEX2	Délestage	GRT	Réglage	Moyen	explicite	C
FLEX3	Congestion	GRD	Local	Moy/Long	Implicite/explicite	C, puis P
	Surtension	GRD	Local	Moyen	implicite	C, puis P
FLEX4	Taux Pertes	GRD	Quartier	Long	implicite	C

▪ **Tableau 1: les différents types de flexibilités**

La tableau 1 ci-dessus résume les différents types de flexibilités. Dans ce tableau, les différentes colonnes font référence aux définitions suivantes :

- Acteur offrant une flexibilité et envoyant le signal primaire et éventuellement disposé à rémunérer le service. Ils peuvent être de différents types :
 - **Marché.** Un acteur de marché (fournisseur, producteur, agrégateur, ESCO, BRP, ...) mandaté par le client. Il transmet des informations 'prix' à son client (DR : Demand Response) ou gère des équipements pour son client (DSM : Demand Side Management). Le signal prix provient de l'acteur offrant lui-même une flexibilité, mais il peut aussi relayer des signaux prix issus d'autres acteurs.
 - **GRT : ELIA.** Pour la BT, le GRT peut passer des accords avec le GRD ou avec des acteurs de marché pour obtenir le résultat escompté.
 - **GRD : SIBELGA.** Le GRD applique des tarifs susceptibles d'obtenir les résultats escomptés pour lui ou, éventuellement, pour ELIA. Dans certaines circonstances, le GRD peut aussi acheter de la flexibilité à un acteur de marché.
- **Zone :**
 - **Zone de réglage :** Belgique
 - **Local :** en aval d'un poste de transformation BT
 - **Quartier :** quartier homogène du point de vue socio-économique (prévalence plus importante de panneaux PV, de voitures électriques) ou en matière d'équipement (raccordement au gaz, par exemple) qui induit des comportements de consommations similaires.)
- **Durée :**
 - **Court :** flexibilité activée pour une durée de l'ordre du 1/4 d'heure
 - **Moyen :** flexibilité activée moins de 2 heures
 - **Long :** flexibilité activée durant plus de 2 heures
- **Type de signal :**
 - **Implicite :** signal adressé à l'URD qui y répond ou non (DR, éventuellement DSM)
 - **Explicite :** ordre donné par un acteur, avec un résultat garanti (avec éventuellement un effet de foisonnement)
- **URD (utilisateur de réseau de distribution) :**
 - **C :** consommateur
 - **P :** producteur

- P dépl. : producteur ayant la capacité de déplacer sa production dans le temps (combustible stockable, barrage, ...)

A côté de la flexibilité, il importe de s'interroger sur le futur des applications de stockage d'électricité. Même si le stockage sera généralement une solution plus coûteuse qu'une gestion active de la demande de de la production, nul ne sait avec certitude comment les prix évolueront. La gestion active risque aussi, dans certaines situations, de ne pas produire des résultats suffisants. Le stockage peut donc devenir un complément intéressant. Il convient alors d'examiner dans quelle mesure une structure tarifaire permet de favoriser la technique du stockage. Il importera aussi de vérifier que le signal prix envoyé favorise bien un stockage correspondant à l'intérêt général. A défaut, il faudra constater que c'est un signal « perturbant » (Castaneda et al. 2017).

Suivant la technique utilisée, le stockage/déstocage peut s'étaler sur plusieurs heures (batteries, volant d'inertie, pompage/turbinage, ...) ou rester limité au niveau du 1/4 d'heure. Le stockage « long » peut aussi être utilisé pour du stockage « court ». Dans le premier cas, les caractéristiques du stockage s'apparentent à celles du Flex1 (E-SER/Prix), alors que dans le second il s'apparente à un service auxiliaire comme pour le type Flex2 (Déséquilibre).

Le plus souvent, en tout cas en BT, le stockage sera réalisé par un URD préexistant. Il permettra donc au client auto producteur d'augmenter sa part d'autoconsommation en temps réel.

5.4 La grille d'évaluation.

Pour mesurer la pertinence des différentes modifications de structures tarifaires, il a été choisi de les analyser, dans un premier temps, à la lumière d'une série de critères d'évaluation de nature qualitative. La grille d'évaluation utilisée doit refléter les objectifs poursuivis par le régulateur et les différents acteurs du marché.

Quels sont les objectifs classiques assignés aux tarifs de distribution et dans quelle mesure les tarifs peuvent-ils avoir un impact favorable sur le développement de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (E-SER) et sur la flexibilité susceptible de favoriser la transition énergétique au moindre coût ?

Le CEER a défini 7 principes clés pour toute structure tarifaire (CEER 2017), Il s'agit des éléments suivants :

- Cost reflectivity (réflectivité des coûts)
- Non distortionary (Non perturbation)
- Cost covery (couverture des coûts)
- Non discriminatory (non discriminatoire)
- Transparency (transparence)
- Predictability (prédictibilité)
- Simplicity (simplicité)

Y ont été rajoutés 2 principes qui ont été développés dans une récente étude (Nijhuis, Gibsecu, et Cobben 2017):

- Accessibility to electricity (accessibilité à l'électricité) : correspond au point de vue social
- Robustness (robustesse)

Enfin, il est proposé d'ajouter des objectifs spécifiques pour une transition énergétique au moindre coût, correspondant aux objectifs économiques et environnementaux. Ces objectifs spécifiques sont :

- La capacité de réduire les coûts (autrement que par l'ajout de indicateurs de performance⁷ spécifiques)
- L'utilisation parcimonieuse de l'électricité
- Les 4 formes de flexibilité décrits ci-avant
- Le stockage d'électricité (favorisant l'autoconsommation)
- La promotion de l'E-SER

A ce stade, aucun critère n'a été retenu qui permettrait de juger de la capacité d'un tarif d'influencer l'usage qui est fait de l'électricité, et donc les tarifs qui seront proposés ne varient pas suivant le type d'usage qui est fait de l'électricité. De même, il n'a pas paru justifié de trouver des critères spécifiques pour favoriser dans les tarifs le VE ou la PAC (pompes à chaleur), même s'il convient de vérifier que la structure tarifaire n'est pas de nature à freiner le développement de ces usages pertinents en termes d'URE (via le critère de non-perturbation).

Au total donc, 17 éléments ou critères d'évaluation seront examinés. Ces éléments ne sont pas indépendants entre eux, et certains sont (nettement) plus significatifs que d'autres. Ainsi, la capacité des tarifs à couvrir les coûts du GRD est un objectif tout à fait primordial, une condition indispensable même, alors que la réfectivité des coûts, que le CEER cite pourtant en premier, nécessite encore de montrer en quoi il procure systématiquement des avantages à l'un ou l'autre acteur. Ce n'est, en effet, pas parce qu'un URD contribue à hauteur des coûts qu'il génère, que cela est de nature à maîtriser automatiquement les coûts du réseau. L'étude (Nijhuis, Gibsecu, et Cobben 2017) réalise également une analyse critique à cet égard.

Ces critères d'évaluation qui serviront de base à l'analyse de toutes les structures tarifaires, existantes ou scénarisées, sont regroupés de la façon suivante :

○ **Les indispensables (5 critères)**

1. Capacité à couvrir les coûts (en vue d'améliorer la capacité et l'efficacité du réseau) (y compris le niveau et la façon de traiter les éventuels soldes régulateurs)
2. Accessibilité à l'électricité (tout particulièrement l'impact sur les ménages précarisés ou peu instruits)

⁷ On parle souvent de KPI (Key Performance Indicator)

3. Prédictibilité (la capacité des URD de prévoir le niveau de leur facture et d'en déduire facilement les comportements à adapter pour réduire celle-ci)
4. Transparence (la capacité de comprendre et de vérifier sa facture)
5. Non-discrimination (le traitement non discriminatoire des URD et autres intervenants sur le marché)
- **La capacité à accompagner la transition énergétique à moindre coût (8)**
 6. Capacité à réduire les coûts (capacité de la structure tarifaire elle-même à induire des réductions de coût pour le développement et l'adaptation du réseau de distribution d'abord, pour les autres acteurs du marché ensuite)
 7. Utilisation parcimonieuse d'électricité (incitation à limiter sa consommation d'électricité, comme une mesure nécessaire pour une transition énergétique durable, sans empêcher l'arrivée de nouveaux usages électriques surtout lorsque cela permet un usage plus rationnel de l'énergie)
 8. FLEX E-SER/Prix (incitation pour consommer de préférence aux moments où l'électricité est bon marché, qui correspond aux moments où l'E-SER est surabondante par rapport à la demande)
 9. FLEX Délestage (capacité à réduire ses prélèvements lorsqu'il y a pénurie de production ou d'importation eu égard à la demande)
 10. FLEX Congestion/Surtension (capacité à réduire ses prélèvements ou son injection en cas de congestion locale identifiée par le GRD) (incitation à consommer de préférence lorsque le GRD redoute une surtension locale)
 11. FLEX Taux de Pertes (incitation à déplacer ses consommations vers des périodes où le réseau BT est moins sollicité)
 12. Stockage/Autoconsommation (capacité de la structure tarifaire à accompagner les équipements de stockage d'intérêt général) (autoconsommation individuelle ou collective)
 13. Promotion de l'E-SER (capacité à favoriser la production d'électricité renouvelable même sans autoconsommation : chez soi, communautés locales, dans son quartier, ailleurs sur le réseau, ...)
- **Les classiques (4)**
 14. Réflexivité des coûts (correspondance entre les éléments générateurs de coûts chez le GRD et les éléments du tarif appliqués aux URD qui sont à l'origine de ces coûts)
 15. Non perturbation (vérification que la structure du tarif ne crée pas d'effets perturbants sur le niveau de coût ou sur la répartition des coûts entre URD)
 16. Simplicité (capacité de comprendre facilement la logique tarifaire ainsi que la facture)
 17. Robustesse (capacité du tarif à garder ses qualités même en cas de modification des usages électriques ou des comportements individuels, notamment ceux induits par les tarifs).

6 Benchmark

Dans le cadre de cette mission et pour pouvoir tirer parti des expériences d'autres pays et régions menant une réflexion sur la tarification capacitaire ou ayant déjà mis en œuvre un tel dispositif, nous avons pris contact avec plusieurs régulateurs européens. Au cours de ces entretiens, nous avons aussi cherché à savoir comment chaque pays, région envisageait les relations entre tarification et transition

énergétique. Les paragraphes qui suivent présentent les éléments marquants qu'il faut retenir de ces interviews.

6.1 Le cas des Pays-Bas

Les Pays-Bas figurent parmi les pionniers de la tarification capacitaire. La réflexion des autorités a d'abord commencé pour la distribution du gaz naturel (démarrage en 2005) et s'est étendue ensuite à l'électricité. Avant la transformation de la tarification de l'électricité une analyse préalable a chiffré que celle-ci engendrerait une réduction globale des coûts de l'ensemble de la chaîne (côté transport/distribution + fournitures d'électricité et de gaz naturel) de l'ordre de 100 Meuros/an. Du reste, la réforme de la tarification avait deux objectifs principaux : la réduction des coûts et la simplicité.

La réduction des coûts était basée sur trois piliers

1. Le passage à un tarif capacitaire
2. La prise en charge totale de la facture par les fournisseurs (alors qu'avant la réforme, elle était répartie entre GRD et fournisseurs)
3. L'introduction généralisée des smart-meters (le roll-out devrait être finalisé pour 2020)

A posteriori, il a été constaté des réductions de coûts du côté des GRD mais plutôt des hausses de coûts chez les fournisseurs. Cette évolution était anticipée puisque les fournisseurs se sont vu confier des tâches complémentaires (facturation + point de contact unique en cas de problème).

Aux dires de la personne interrogée, les URD n'ont pas manifesté, avant la réforme, de grandes inquiétudes malgré des courriers envoyés pour informer des futures modifications de la tarification. En revanche, certains URD ont réagi quand ils se sont rendu compte que leur facture globale avait augmenté. Il en ressort qu'il est très important de communiquer en cas de modification de la tarification.

Pour éviter une augmentation des factures, les autorités néerlandaises avaient mis en place deux mesures d'accompagnement. Premièrement, les URD se sont vu accorder des conditions favorables pour diminuer leur puissance de raccordement. Par ailleurs, les URD qui ne pouvaient pas réduire leur capacité de raccordement se sont vu octroyer des compensations pendant une période de 2 ans. De ce point de vue, un budget de 30 millions d'euros en 2009 et de 15 millions d'euros en 2010 a été prévu. Cette compensation était remboursée directement dans la facture énergétique.

La question de la précarité énergétique n'est pas traitée par la tarification énergétique aux Pays-Bas. En revanche, il existe une interdiction de couper l'alimentation en gaz dans les mois d'hiver.

À la suite de ces modifications, le prix de l'électricité facturé aux clients se compose désormais de 3 parties :

1. La partie 'transport / distribution' qui est capacitaire ;
2. La partie 'énergie' qui reste proportionnelle ;
3. Les taxes qui sont calculées au prorata de la consommation.

Aujourd'hui, le régulateur est bien conscient que les tarifs actuels (en vigueur depuis la réforme précitée) ne poussent pas à une plus grande flexibilité de la consommation. De ce point de vue, il estime que les tarifs devront encore être adaptés à l'avenir pour tenir compte des évolutions technologiques et de marché. Actuellement, une réflexion est menée sur un tarif qui serait basé sur les besoins réels de capacité plutôt que sur la capacité (fixe) de la connexion.

Un tarif spécifique pour les EV résidentiels a aussi été envisagé mais cette piste a été abandonnée en raison du principe de 'non - discrimination'. En effet, pourquoi, faudrait-il favoriser un utilisateur de EV et pas un autre URD qui a aussi des usages, des besoins spécifiques. Dans ce contexte, il faut noter que la tendance actuelle est plutôt à la mise en place de stations de rechargement rapide (comme les stations-service actuelles) plutôt que de recharge à domicile. En effet, les capacités des batteries des nouveaux modèles de batteries rendent difficile le rechargement à domicile dans un délai raisonnable.

6.2 Le cas de la France

Le cas de la France est très différent. Cette fois, les autorités publiques ont cherché à 'coller' au mieux à la réalité technico-économique des réseaux. La CRE a publié une délibération très fouillée qui décrit les principes et l'application des modifications tarifaires passant de TURPE 4 (Tarifs d'Utilisation des Réseaux d'Electricité) à TURPE 5 (CRE 2016). Il faut aussi noter que la situation française est particulière du fait de la très forte dépendance de la consommation électrique résidentielle liée à la part massive de chauffage électrique (résultat de la politique nucléaire française).

Ce rapport note qu'il y a un arbitrage à réaliser entre précision du reflet des coûts des réseaux et lisibilité du signal tarifaire. La volonté affichée est de s'approcher au mieux de la réflectivité des coûts avec un objectif implicite de réduction des coûts. Le rapport de la CRE note qu'idéalement, il serait souhaitable que le prix d'utilisation du réseau varie pour chacune des 8760 heures de l'année mais ajoute directement que cela se ferait au prix d'une inflation de la complexité des tarifs.

Cette délibération insiste sur la nécessité de retrouver dans les tarifs de distribution une composante 'énergie' et une composante 'capacité' dont les parts relatives sont fonction d'un calcul d'optimisation. D'un côté, la CRE note que la part du terme capacitaire doit être augmentée pour mieux refléter les coûts (réflectivité des coûts). Toutefois, ce rapport précise qu'une tarification uniquement basée sur la puissance souscrite inciterait à limiter la puissance maximale appelée dans les plages horaires considérées mais supprimerait tout incitant à limiter la durée d'utilisation de cette puissance à d'autres moments. De même, le rapport rappelle qu'un poids trop important du terme capacitaire limiterait l'incitation des URD à réduire leur consommation électrique.

Le principe de simplicité a amené la CRE à proposer un découpage des tarifs en 4 plages horo-saisonnières (heures pleines, heures creuses, saisons hautes, saison basse) dont la définition précise est laissée à chaque GRD.

De l'avis du rapporteur de la délibération, « les tarifs obtenus permettent de garantir que le tarif appliqué à chaque URD traduit avec suffisamment de précision les coûts qu'il génère ». [...] le TURPE transmet un signal pertinent incitant les URD à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements dans le réseau à moyen terme ».

6.3 Le cas du Grand Duché de Luxembourg

Au Grand-Duché de Luxembourg, existait un terme fixe de 2 €/mois qui a été augmenté d'un terme capacitaire. Le montant total de ce terme fixe se monte maintenant à 9 €/ mois. Cette valeur a été choisie parce qu'elle correspondait au 'break even point (de la facture)' entre les personnes qui consomment plus et moins de 3500-4000 kWh / an⁸. Il faut noter qu'à moyen terme, il est prévu d'augmenter encore le coût des raccordements. De même, il est prévu de passer, dans le futur, d'un tarif basé sur la puissance de raccordement à la capacité réservée. Comme les coûts fixes ont augmenté, la part énergie du tarif de distribution a été réduite, passant de de 6.36 c€/kWh avant 2017 à 4.24 c€/kWh à partir de 2017.

Il faut aussi noter que, du fait du soutien à l'électricité photovoltaïque via un mécanisme de feed in tariff, le Grand-Duché de Luxembourg est équipé de compteurs bidirectionnels et que le tarif de vente de l'électricité est supérieur au prix d'achat. Dès lors le problème de la 'death spiral' évoqué ci-dessus ne se pose pas au Grand-Duché de Luxembourg, aucun URD n'ayant intérêt à se déconnecter du réseau.

En principe, les autorités luxembourgeoises ont prévu un roll-out des compteurs intelligents qui devraient être finalisé en 2019 pour l'électricité et en 2020 pour le gaz naturel. Toutefois, à l'heure actuelle, l'usage précis qui pourra être fait de ces compteurs intelligents n'est pas encore complètement défini. Cependant, les Autorités compétentes envisagent de développer des tarifs spécifiques pour les URD qui seront équipés de tels dispositifs.

Les Autorités luxembourgeoises s'interrogent aussi actuellement sur le rôle que pourrait jouer la tarification de la distribution d'énergie dans la transition énergétique sans que leur position à ce sujet ne soit arrêtée que ce soit en termes de flexibilité, de stockage, de véhicules électriques, d'URE.... Néanmoins, il apparaît déjà assez clairement que la flexibilité est un outil à mettre en œuvre pour limiter les investissements à consentir dans le réseau.

6.4 Le cas de la Flandre

En Flandre, la VREG a démarré ses réflexions sur la modification des tarifs de distribution dès 2016 avec comme objectif un basculement vers un nouveau système en 2019 au plus tôt. Un des objectifs principaux de la modification de la tarification est de diminuer les coûts du GRD. A priori, la tarification devrait voir la composante capacitaire augmenter fortement. En Flandre, plusieurs représentants des URD ont manifesté leur crainte que les modifications tarifaires ne soient favorables qu'aux seuls GRD.

La VREG part de l'hypothèse que les coûts des GRD sont plutôt de nature capacitaire et que la meilleure façon de réduire les coûts ou, en tous cas, de ne pas les faire augmenter est de refléter cette caractéristique dans les tarifs. Une autre motivation des autorités flamandes est de distribuer les coûts

⁸ NDLR : la valeur exacte du break even point n'a pas pu nous être fournie au cours de l'entretien

d'utilisation du réseau de manière équitable sur l'ensemble des URD. Par ailleurs, la nécessaire stabilité de la structure tarifaire apparaît également comme un élément nécessaire à toute modification.

Pour avancer dans la démarche, la VREG a confié une étude au VITO qui a pour objectif de proposer une nouvelle structure tarifaire. Cette étude analyse plusieurs structures tarifaires envisageables en les évaluant à l'aune d'une série de KPI (Key Performance Indicators) inspirés des recommandations du CEER. Les résultats de l'étude du VITO semblent s'orienter vers une structure tarifaire hybride où le niveau de puissance appelée conditionnerait le prix du kWh consommé à un moment donné.

6.5 Le cas de la Wallonie

Actuellement en Wallonie, la réflexion sur la modification de la structure tarifaire est également en cours. Une nouvelle structure tarifaire est envisagée pour la période 2024-2029. Plusieurs principes président aux réflexions qui sont menées en Wallonie. Il est noté que la couverture des coûts d'utilisation du réseau doit être faite de façon équitable. La complexité potentielle des tarifs et la difficulté pour les URD de la comprendre est soulignée avec en corollaire la volonté de proposer une structure tarifaire simple quitte à ce qu'elle ne soit pas parfaite. De même, les impacts sociaux potentiellement négatifs d'une tarification capacitaire sont soulignés et pris en considération.

6.6 Enseignements à tirer des expériences étrangères

De cette analyse des situations de quelques régions et pays voisins, on peut tirer les enseignements suivants. Les Pays-Bas ont mis en place très précocement un tarif de type capacitaire avec un objectif de simplicité et de réduction des coûts. L'évolution actuelle des technologies poussent les responsables à envisager une refonte des tarifs. Une réflexion similaire est à l'œuvre en Région de Bruxelles Capitale.

En France, la volonté d'allier la réfectivité des coûts et la baisse de coûts de fonctionnement du réseau poussent les autorités compétentes à proposer une structure tarifaire comprenant une composante capacitaire et une composante proportionnelle. La composante proportionnelle a pour objectif de maintenir un incitant à l'URE. Pour combiner la simplicité et l'efficacité du tarif, 4 plages horo-saisonniers ont été définies en France. Ces éléments nous paraissent intéressants à prendre en compte dans la définition des tarifs bruxellois.

Au Grand-Duché de Luxembourg, la réflexion sur les tarifs de distribution en est à ses débuts. On note une réflexion sur l'intérêt de mettre en place une tarification basée non plus sur la capacité installée mais sur la capacité réservée. Un tel principe pourrait être repris en Région de Bruxelles Capitale pour définir une tarification basée sur des raccordements flexibles. Au Grand-Duché de Luxembourg, comme en Région de Bruxelles Capitale, la flexibilité est perçue comme un outil qui peut permettre de limiter les investissements dans le réseau.

En Flandre également, une réflexion approfondie sur le futur des tarifs de distribution en est en cours. La VREG s'appuie en cela, sur une étude menée par le VITO. Dans cette région également, la modification des tarifs de distribution est pensée, entre autres, pour limiter les investissements dans les réseaux.

Enfin, en Wallonie, si la réflexion sur les nouveaux tarifs de distribution en est à ses débuts, les personnes en charge du dossier sont attentives à l'effet incitatif, en matière de déplacement de charge, que devront avoir les nouveaux tarifs. De même, les impacts sociaux éventuels des modifications de la structure tarifaire sont un sujet de préoccupation dans la mesure où une structure strictement capacitaire est de nature à alourdir la facture des petits consommateurs.

CONSULTATIEVERSIE

7 Définition des scénarii de structures tarifaires

Dans la suite de cette étude, trois scénarii vont être examinés :

1. Le scénario « **As Is** », correspondant à la situation actuelle
2. Le scénario « **Cost Reflective** », correspondant à la situation où le tarif reflète au mieux la structure des coûts⁹.
3. Le scénario « **Capacity to Reduce Cost** », qui répond au souci de réaliser la transition énergétique, dans ses différents aspects (E-SER, nouveaux usages, ...), au moindre coût global. Il s'agira donc d'un scénario hybride qui reprend dans les deux scénarii précédents les éléments qui devraient permettre cette optimisation économique.

Ces 3 scénarii seront dédoublés, c'est-à-dire qu'ils seront examinés avec les équipements de mesure actuels ainsi qu'avec les « compteurs intelligents ». Chacun des scénarii sera évalué sur base des 17 éléments d'évaluation définis ci-dessus. Il a aussi été précisé que ces éléments d'évaluation devaient permettre de faire du « tarif design » ce qui signifie que tous les scénarii avec compteurs intelligents ont été optimisés au niveau de toutes les options secondaires, de façon à permettre l'évaluation la plus favorable qui soit.

L'intérêt des scénarii dédoublés est de pouvoir examiner la situation avant et après le déploiement des compteurs intelligents, et de faire des commentaires sur la façon d'organiser la période transitoire, quand les deux systèmes de comptages cohabiteront.

En vue de développer une structure tarifaire durable et stable (selon le critère de robustesse), les évaluations finales porteront sur les structures tarifaires avec compteurs intelligents, complétés par des recommandations pour la période transitoire. Les tarifs appliqués durant la période transitoires devront être les plus proches possibles de ceux qui s'appliqueront avec les compteurs intelligents, de façon à ne pas induire des comportements (notamment d'achat) qui ne seraient pas pertinents dans la configuration future (avec compteurs intelligents). De plus, ces tarifs devraient procurer un incitant à s'équiper de compteurs intelligents pour les URD qui seraient en mesure de valoriser leurs fonctionnalités.

Comme le Gouvernement Bruxellois a d'ores et déjà prévu la fin de la compensation pour les prosumers pour la prochaine période tarifaire, les scénarii avec les équipements de mesure actuels prendront déjà en compte cet élément en considérant séparément les deux flux (prélèvement et injection) des prosumers. En pratique, tous les scénarii de départ comporteront un tarif d'injection nul, de façon à ne pas pénaliser la production d'électricité locale. Un commentaire sera néanmoins rédigé en fin de document pour donner une orientation pour fixer, le cas échéant, des tarifs d'injections.

⁹ Ce scénario répond aussi au cahier des charges qui demande d'évaluer la mise en place d'une tarification capacitaire en Région de Bruxelles Capitale.

La structure tarifaire examinée concerne, à ce stade, uniquement la BT électricité. Elle ne concerne que la partie strictement correspondante à l'activité de réseau (GRD et GRT), à l'exclusion des taxes (sauf la TVA), surcharges et autres OSP sauf quand ces dernières ne peuvent pas être considérées séparément. Globalement, il s'agira de vérifier que l'enveloppe budgétaire correspondant aux clients BT est bien couverte par les tarifs. L'analyse se fera également par client type, pour vérifier l'impact individuel de chaque structure tarifaire.

Pour les tarifs proportionnels avec plusieurs plages horaires, la simulation sera réalisée en appliquant aux différents consommateurs les profils SLP qui leur correspondent. Même s'il s'agit de profils « lissés » (comprenant déjà un effet de foisonnement entre consommateurs de même type), l'exercice garde tout son sens quant à la reconstitution d'une facture annuelle. Dans un second temps, une modification du profil type pourra être simulée en organisant un transfert de certaines consommations des plages les plus chères vers les plages les moins chères (voir Analyse des impacts potentiels sur les différents types de clients). La délimitation proposée pour les plages horaires se fera essentiellement sur base de la courbe de charge du réseau BT (voir Fixation des plages horaires). Ultérieurement, le GRD devra fixer les plages horaires sur base de la connaissance fine qu'ils ont de leur réseau, tant en termes de flux que de capacité existante.

7.1 Les différents scénarii.

7.1.1 Scénario I : As Is

La structure As Is (situation actuelle) correspond à un tarif presque totalement proportionnel (€/MWh), à l'exclusion d'une redevance pour la location de compteur (12,56 €/an HTVA, soit un peu moins de 6% des recettes BT). Le terme proportionnel (y compris la composante Transport) est aujourd'hui de 66 € TVAC/MWh en tarif normal ou bi horaire jour, 44 €/MWh en bi horaire nuit et de 38 €/MWh en exclusif nuit. Dans la suite de cette note, tous les éléments du tarif seront déterminés HTVA.

As Is avec CI (compteur intelligent).

Vu la capacité des CI de rapatrier les consommations quart horaire, il n'est plus nécessaire de limiter les plages horaires au nombre de 2 (3 si on considère le registre supplémentaire du compteur exclusif nuit). L'expérience étrangère, et tout particulièrement la France avec le TURPE 4 et le TURPE 5, montre que le nombre optimal de plages horaires préétablies (on n'envisage pas une fixation en temps réel pour le tarif du réseau) est de 4 (plages considérées comme : heures de pointe, heures pleines, heures creuses, heures de base). Ces plages horaires sont définies à l'avance, peuvent varier en fonction de la saison ou de la localisation, pour autant que tous les clients du GRD soient soumis à des plages avec des prix et des durées équivalentes. Il revient au GRD, sur base de sa connaissance historique des flux et des caractéristiques de son réseau, de proposer les périodes et les différentiations de prix des différentes plages tarifaires. Ce faisant, le GRD dispose d'une réelle possibilité d'écrêter les pointes sur son réseau, de réduire les risques de congestion et de surtension, et accessoirement de réduire le niveau des pertes. Une tarification proportionnelle bien conçue, avec compteurs intelligents, permet

donc d'avoir une réelle influence sur les pointes et les creux du diagramme de charge, et donc sur la durée d'utilisation du réseau.

L'analyse des courbes de charge (voir chapitre 7) conduit à déterminer que les 2 plages les plus chères et les 2 plages les moins chères recouvrent chacune 50% du temps sur base annuelle, avec des prix décroissants de l'ordre de 97, 73, 48 et 24 €/MWh, de façon à garantir au GRD une recette équivalente à la situation actuelle. La tension entre les niveaux de prix a été fixée à 4, 3, 2 et 1 en vue de constituer un stimulant suffisant pour le déplacement de charge au sein d'une journée tout en restant en phase avec la situation actuelle. Ce niveau de tension entre les prix de chaque plage horaire, même s'il paraît justifié, n'est pas, à ce stade, basé sur une analyse de sensibilité fine. Une telle réflexion serait utile car elle permettrait de constater à partir de quand certains « business model » seraient positifs. Cela permettrait de déterminer par exemple dans quelles conditions le stockage par batterie stationnaire (Powerwall, ...) ou le « power to grid » des VE pourraient être pris en compte dans le potentiel de déplacement de charge. Cet impact peut être significatif.

La location du compteur, qui constitue un terme fixe par raccordement, resterait fixée à 12,56 €/an.

Un client qui, même équipé d'un CI, souhaite rester en « tarif relevé annuellement » (choix du mode I) se verrait appliqué la même structure tarifaire mais en ne prenant pas en considération son profil de consommation propre mais bien le profil moyen type SLP S21 multiplié par sa consommation annuelle (EAV).

As Is sans CI.

La proposition est d'appliquer la même structure tarifaire aux clients ne disposant pas de compteur intelligent (CI) qu'à ceux qui sont équipés d'un CI.

Le client résidentiel équipé d'un compteur normal avec relevé annuel se verra appliquer le tarif proportionnel tel que défini ci-dessus (avec 4 plages horaires) en appliquant ce tarif sur le profil SLP S21.

Le client résidentiel équipé d'un compteur bi horaire se verra appliquer le même traitement, mais sur base du profil SLP S22 découpé en profil 'heures creuses' et profil 'heures pleines'.

Le client équipé d'un compteur exclusif nuit se verra attribuer le tarif de la plage 'heures de nuit', déterminé à partir du profil SLP S22.

Le client professionnel BT se verra appliquer le même traitement que le client résidentiel, mais sur base du profil SLP S11 (ou SLP S12 si sa puissance de raccordement est supérieure à 56 kVA).

Dans tous les cas, la grille tarifaire de base (pour les 4 plages horaires) serait la même et le client pourra apprécier l'avantage économique qui consisterait, pour lui, à opter volontairement pour un CI sur base de ses équipements (production, consommation déplaçable, stockage). Il y aura donc une incitation naturelle pour les clients disposant d'un fort potentiel de charge déplaçable de solliciter un CI.

CONSULTATIEVERSIE

7.1.2 Scénario 2 : Cost Reflective (CR)

Le scénario « Cost Reflective » entend faire correspondre au mieux la structure des coûts du GRD avec la structure tarifaire. De façon évidente, les coûts du GRD sont déterminés essentiellement par les coûts d'infrastructure et par des coûts de gestion opérationnelle. Cette structure de coûts justifierait donc des tarifs avec des termes fixes et/ou capacitaires, même s'il ne faudrait pas oublier l'effet significatif que représente le foisonnement des consommations sur le dimensionnement du réseau.

Même si, en régime, le terme fixe pourrait être prépondérant (pour un réseau existant, peu importe la capacité effectivement raccordée tant que le réseau a une capacité suffisante), il est logique néanmoins de considérer que le réseau a été construit et dimensionné sur base de capacités souscrites et que la répercussion de ces coûts doit principalement être répercutée vers les URD sur base des capacités individuelles. Tout au plus, doit-on admettre qu'il est plus coûteux de développer un réseau pour plusieurs petits consommateurs plutôt que pour un gros consommateur de capacité globale identique. C'est pourquoi, il est proposé un tarif avec une composante fixe et une composante capacitaire. Cette solution correspond à une dégressivité du coût (par kVA) en fonction de la puissance de raccordement, sans devoir introduire des tranches de puissance (avec des prix au kVA différenciés) qui créent inmanquablement des effets de bord (voir, à cet égard, l'évolution du TURPE 4 vers le TURPE 5 en France).

La répartition entre le terme fixe et le terme capacitaire est relativement arbitraire. Nous privilégierions alors un terme capacitaire dominant, de façon à conserver à ce tarif un caractère incitatif. En effet, un URD qui souhaite réduire le coût du terme capacitaire en réduisant sa capacité d'accès au réseau réduit sa sollicitation maximale au réseau, alors qu'un URD qui souhaite réduire son terme fixe n'a d'autre choix que de se déconnecter du réseau. Ce qui est le contraire de l'effet recherché.

Par ailleurs, certains éléments de coût restent dépendants du volume circulant sur le réseau. Il s'agit des pertes techniques et de certaines implications d'OSP ne pouvant pas être totalement identifiées et qui restent dans le tarif d'utilisation du réseau. Nous estimons donc qu'un faible pourcentage de l'enveloppe budgétaire doit rester proportionnel à la consommation. De toute façon, d'autres éléments de coût (hors tarifs) continueront à s'appliquer aux clients de façon proportionnelle (surcharges, OSP, ...) et la suppression du terme proportionnel dans le tarif ne constituerait donc pas une simplification significative. Dès lors, dans le tarif Cost Reflective également, un terme proportionnel, même s'il est peu élevé, sera conservé.

En pratique, et comme première hypothèse, nous proposons, dans le tarif Cost Reflective que l'enveloppe budgétaire pour l'utilisation du réseau soit répartie entre un terme fixe (10%), un terme capacitaire (80%) et un terme proportionnel (10%).

En appliquant strictement ces principes tarifaires à la situation actuelle (en vue de garantir au GRD un niveau de recette inchangé), nous aurions 22,6 €/an comme terme fixe, 22,31 €/kVA comme terme capacitaire et 6,45 €/MWh comme terme proportionnel.

Cost Reflective avec CI.

Grâce à l'utilisation de CI, la contrainte « Cost Reflective » peut ici être totalement respectée (voir plus loin).

Le côté incitatif sera aussi très important au niveau du terme capacitaire, puisqu'il correspond à 80% de l'enveloppe budgétaire. Dans ces conditions, les URD pourraient être incités à réduire fortement leur capacité de raccordement, ce qui pourrait entraîner une baisse du confort et une diminution des capacités de flexibilité de ces clients au détriment du foisonnement sur le réseau.

Il est dès lors proposé la notion de « capacité avec accès flexible », à l'instar de ce qui se fait déjà pour les injections (GFlex). L'arrivée des CI permet en effet cette nouvelle fonctionnalité. Dans cette configuration, l'URD garde opérationnelle toute la capacité technique de son raccordement (s'il veut la renforcer, les tarifs non périodiques s'appliquent) mais peut souscrire à une capacité garantie inférieure à la capacité technique de son raccordement. En pratique, l'URD contribue financièrement sur base de la capacité contractuelle garantie, mais peut bénéficier de la capacité technique totale lorsque le réseau n'est pas saturé ou proche de la saturation. Lorsque le réseau prévoit une situation difficile (possible congestion, délestage), il peut réduire la capacité d'accès de l'URD jusqu'au niveau de la capacité souscrite. Le GRD se dote donc d'un outil dynamique (même si l'instruction doit être communiquée plusieurs heures à l'avance, avec les techniques actuelles) pour éviter les pointes et congestions.

Le GRD peut également proposer ce service de flexibilité à Elia en cas de nécessité de « délestage » . Le temps de réaction semble trop long pour pouvoir envisager aujourd'hui que le GRD intervienne lui-même en cas de déséquilibre sur la zone de réglage.

Facturer le terme capacitaire sur base d'une capacité garantie avec accès flexible permet donc d'être totalement « Cost Reflective » puisque la contribution financière de l'URD est calculée sur la capacité d'accès de cet URD au moment précis où le réseau atteint ses limites (notion de pointes simultanées). Cette proposition est alignée sur les conclusions de Passey et al (2017).

Bien entendu, un terme capacitaire réduit pourrait aussi s'appliquer à la capacité de raccordement physique. Cette hypothèse n'est pas retenue ici pour 3 raisons principales : cela réduirait l'incitation à limiter la capacité souscrite, cela inciterait à limiter la capacité physique du raccordement (sans bénéfice pour le GRD, en réduisant les capacités de flexibilité de la demande) et cela rendrait la tarification plus complexe (un terme en plus à comprendre et à traiter).

On peut donc supposer que dans cette configuration certains clients opteront pour une capacité avec accès flexible, ce qui conduira à une augmentation du coefficient du terme capacitaire. L'hypothèse prise consiste en une diminution globale de 25% de la capacité servant de base à la facturation.

Comme expliqué dans le scénario As Is, 4 plages horaires pourraient être appliquées ici également au terme proportionnel. Mais l'impact serait mineur puisque ce poste budgétaire ne représente que 10% de l'enveloppe budgétaire. Toutefois, pour maintenir un certain incitant à déplacer des consommations vers des périodes plus creuses, une plage « creuse » standard sur toute l'année pourrait être maintenue à un prix plus bas comparé à la plage « pleine ». L'écart serait forcément faible, aurait donc un pouvoir

incitatif faible, mais cela permettrait de maintenir la logique des heures pleines/creuses que les clients connaissent déjà dans le cadre des compteurs bi horaires.

Cost Reflective sans CI

Dans ce cas de figure, l'URD pourrait bien entendu demander une réduction de la puissance de raccordement pour réduire le terme capacitaire de son tarif. Mais cette modification nécessitera une intervention du GRD, facturable et non réversible sans nouvelle intervention du technicien, ce qui risque d'annuler le bénéfice escompté. En outre, un raccordement à puissance réduite demandera une adaptation du comportement (ne pas faire fonctionner trop d'appareils simultanément) qui réduira le confort d'utilisation sans nécessairement procurer un avantage au GRD.

L'hypothèse prise ici consiste en une diminution globale de 10% de la capacité servant de base à la facturation.

7.1.3 Scénario 3 : Capacity to Reduce Cost (CRC).

Ce scénario est un scénario hybride, qui va puiser dans les 2 scénarii décrits précédemment tout ce qui est susceptible de réduire les coûts du gestionnaire de réseau, d'abord, des autres acteurs du marché, ensuite. Cette réduction de coûts s'analyse dans un marché en mutation, où des initiatives doivent impérativement être prises pour tenir compte notamment du développement de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et de l'arrivée de nouveaux usages électriques.

Ce scénario suppose que la transition énergétique se réalise effectivement et qu'elle doit être réalisée au moindre coût, en s'appuyant sur la contribution d'un nombre important d'URD. Cette transition sera d'autant plus facilement acceptée si tous les acteurs comprennent l'enjeu et constatent qu'il leur est donné la possibilité d'agir et de contribuer à atteindre ce moindre coût. C'est bien sûr dans l'intérêt de tous les utilisateurs qui, in fine, supportent l'ensemble des coûts. Ce faisant, les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent trouver une vraie légitimité.

Ce scénario met aussi particulièrement l'accent sur la mise en œuvre des directives 2009/72/CE (art 36 et 37) et 2012/27/UE (art 15) qui prévoient explicitement que les tarifs de distribution doivent permettre d'améliorer la participation des consommateurs dans l'efficacité énergétique, y compris la gestion de la demande.

En examinant les 2 scénarii précédents, on peut constater que le scénario As Is permet d'agir sur les déplacements de charge au bénéfice du GRD notamment, grâce à des tarifs différenciés suivant 4 plages horaires, fixées par le GRD. Le scénario « Cost Reflective » permet, quant à lui, au travers d'une tarification capacitaire « avec accès flexible » de récompenser le client qui accepte de réduire sa capacité aux moments critiques, c'est-à-dire aux moments précis où le réseau est à ses limites. Le reste du temps, il garde une flexibilité maximale pour déplacer ses charges, bénéficier des tarifs les plus bas et contribuer à réduire le cout du GRD, voire favoriser la production d'E-SER.

Dans ces 2 scénarii, il apparaît que la location du compteur ou le terme fixe ne sont pas des éléments susceptibles d'influencer le comportement de l'URD. Pour garder un maximum de moyens financiers dans les termes tarifaires susceptibles d'inciter positivement l'URD, le terme fixe sera fixé à 0 dans le scénario 3. Il reste donc 2 termes : un terme capacitaire et un terme proportionnel.

Dans une première variante, l'effort entre ces deux termes sera réparti en deux parties égales. Chacun des termes devra contribuer à 50% de l'enveloppe budgétaire (EB). Dans le cadre de cette mission qui reste un exercice exploratoire, cette répartition a été fixée arbitrairement.

Le terme capacitaire est surtout significatif pour le GRD. Le terme proportionnel est plus significatif pour les autres acteurs du marché, dans le sens où il permet d'orienter les prélèvements aux moments où la production d'E-SER est importante, où la demande est faible, ... Il est apparu néanmoins (voir scénario As Is) que ces déplacements de charge peuvent constituer une grande aide pour le réseau, à partir du moment où c'est le GRD qui définit les plages horaires en fonction de ses besoins et fixe la différenciation des tarifs entre ces plages. En outre, le poids financier qui sera mis sur le terme proportionnel reste l'incitant principal en vue d'une utilisation parcimonieuse de l'électricité.

Pour toutes ces raisons, il est proposé d'examiner une deuxième variante où le terme capacitaire représente 20% de l'enveloppe budgétaire et le terme proportionnel 80%.

En conclusion, 2 variantes seront examinées ;

- CRC 50/50 : 50% en capacitaire flexible et 50% en terme proportionnel (4 plages)
- CRC 20/80 : 20% en capacitaire flexible et 80% en terme proportionnel (4 plages)

Capacity to Reduce Cost avec CI.

Avec l'arrivée des CI, il sera possible de faire varier la capacité d'accès au réseau à distance (commandé par le GRD) et de collecter les données de consommation de façon fine (par quart d'heure, même si la collecte est journalière).

Ces deux éléments peuvent être valorisés pour permettre à tous les URD qui le souhaitent de devenir acteur de la transition énergétique et d'en retirer des avantages économiques.

CRC variante 1 (50/50) :

- Terme capacitaire de 13,07 €/kVA en tenant compte d'une réduction de 20% de la puissance souscrite suite à la demande d'accès flexible
- Terme proportionnel de l'ordre de 51 €/MWh, 38 €/MWh, 26 €/MWh et de 13 €/MWh.

CRC variante 2 (20/80) :

- Terme capacitaire d'environ 4,65 €/kVA souscrit (réduction de capacité de 10%)
- Terme proportionnel qui, suivant les plages horaires, pourrait être de l'ordre de 82 €/MWh, 62 €/MWh, 41 €/MWh et 21 €/MWh.

Dans les deux variantes, ceux qui ne souhaitent pas, ou ne peuvent pas, contribuer à cette transition pourront opter pour un tarif qui n'implique pas de comportement de consommation particulier. Ils ne seront donc pas exagérément pénalisés s'ils consomment principalement aux heures de pointe parce qu'ils pourront choisir le « mode I » qui appliquera à leur consommation annuelle un profil d'utilisation standard (SLP S21). Le terme capacitaire s'appliquera sur la capacité du raccordement.

Capacity to Reduce Cost sans CI.

La structure tarifaire serait la même avec et sans compteur intelligent.

La différence, en pratique, réside dans le fait qu'il n'est pas possible d'avoir une capacité avec accès flexible sans CI (le terme capacitaire s'applique alors obligatoirement à la capacité du raccordement). Le terme proportionnel, quant à lui, sera recalculé (cfr scénario As Is) en fonction du profil type : SLP S21, S22 ou S11.

CRC variante 1 (50/50)

- Terme capacitaire : intégrer une réduction de capacité de 10%
- Terme proportionnel : les tarifs seront déterminés en appliquant les mêmes tarifs par plage horaire (cfr avec CI) à partir des profils SLP spécifiques.

CRC variante 2 (20/80)

- Terme capacitaire : intégrer une réduction de capacité de 5%
- Terme proportionnel : les tarifs seront déterminés en appliquant les mêmes tarifs par plage horaire (cfr avec CI) à partir des profils SLP spécifiques.

8 Evaluation des scénarii

Les 8 scénarii décrits au chapitre 7 seront examinés ci-après en leur appliquant la grille d'évaluation définie au chapitre 5 hierboven. Pour chacun des 17 critères, la cote va de +2 (très favorable pour ce critère) à -2 (très défavorable). 0 signifie donc « sans effet pour ce critère ». L'importance n'est pas tant la cote absolue attribuée que l'écart de cote entre les différents scénarii considérés pour le critère. L'attribution des cotes a été faite en « brainstorming » et en tenant comptes des résultats des discussions avec BRUGEL et avec le GRD. Elle doit être considérée de façon relative.

Les critères sont regroupés en 3 groupes (les indispensables, la transition énergétique et les classiques), mais des redondances existent bien évidemment. A priori, aucune pondération n'a été fixée et, in fine, il n'a pas été jugé utile d'en faire car l'analyse par groupe suffit à comprendre les enjeux et à sélectionner le scénario le plus opportun en fonction des critères de chacun.

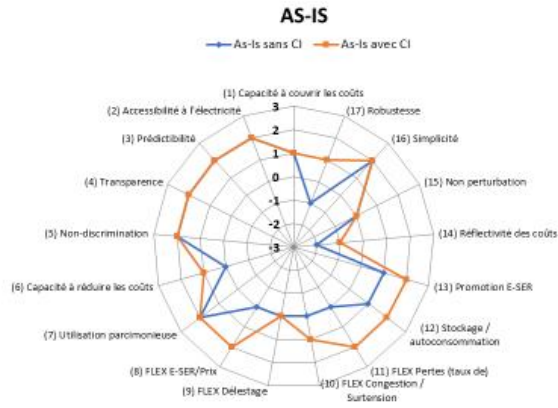
L'analyse a été faite également en prenant le point de vue de chaque acteur de marché, sans que cela ne modifie fondamentalement la hiérarchie entre les scénarii.

Les résultats de cette analyse sont présentés suivant deux formalismes différents, sous forme de tableaux de chiffres mais aussi sous forme de 'radar' qui donne une représentation graphique de la même analyse.

8.1 Evaluation du scénario As Is

Eléments d'évaluation de la structure tarifaire		As-Is	As-Is avec CI
Les indispensables			
1	Capacité à couvrir les coûts	1	1 Solde rég. potentiel. important
2	Accessibilité à l'électricité	2	2 Favorise les petits consommateurs
3	Prédictibilité	2	2
4	Transparence	2	2
5	Non-discrimination	2	2 Fin de la compensation
	moyenne	1,8	1,8
Transition énergétique au moindre coût			
6	Capacité à réduire les coûts	0	1 avec 4 plages horaires
7	Utilisation parcimonieuse	2	2
8	FLEX E-SER/Prix	0	2
9	FLEX Délestage	0	0
10	FLEX Congestion/Surtension	0	1 Incitant implicite avec CI
11	FLEX Pertes (taux de)	0	2
12	Stockage/autoconsommation	1	2
13	Promotion E-SER	1	2
	moyenne	0,5	1,5
Les classiques			
14	Réflexivité des coûts	-2	-1
15	Non perturbation	0	0 Souci tant que compensation
16	Simplicité	2	2
17	Robustesse	-1	1 nouveaux usages
	moyenne	-0,25	0,5
	moyenne des 3 catégories	0,68	1,27

▪ **Tableau 2: Evaluation AS IS**



15 Scenarii



▪ **Figure 3: Evaluation AS IS**

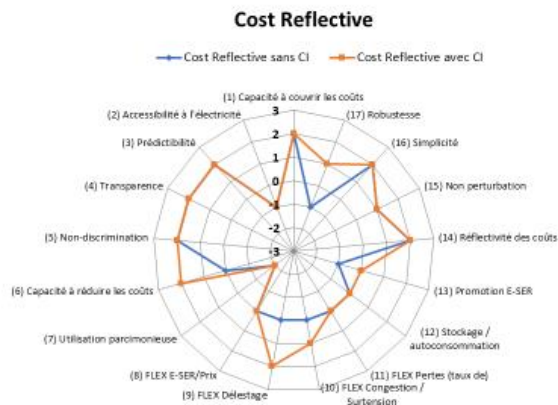
CONSULTA



8.2 Evaluation du scénario CR

Eléments d'évaluation de la structure tarifaire Cost Reflective			
	sans CI	avec CI	
Les indispensables			
1 Capacité à couvrir les coûts		2	2 Solde régulateur faible
2 Accessibilité à l'électricité		-1	-1 mesures sociales
3 Prédicibilité		2	
4 Transparence		2	
5 Non-discrimination		2	
moyenne	1,4	1,4	
Transition énergétique au moindre coût			
6 Capacité à réduire les coûts		0	2 uniquement pour GRD
7 Utilisation parcimonieuse		-2	
8 FLEX E-SER/Prix		0	
9 FLEX Délestage		0	
10 FLEX Congestion/Surtension		0	1 pas surtension
11 FLEX Pertes (taux de)		0	
12 Stockage/autoconsommation		0	
13 Promotion E-SER		-1	0 capacité flexible moindre
moyenne	-0,375	0,375	
Les classiques			
14 Réflexivité des coûts		2	2 parfait
15 Non perturbation		1	1 pas de lissage
16 Simplicité		2	
17 Robustesse		-1	1 nouveaux usages
moyenne		1	1,5
moyenne des 3 catégories		0,68	1,09

▪ **Tableau 3: Evaluation CR**

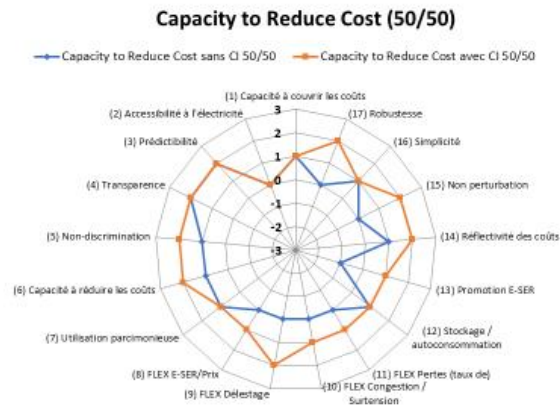


▪ **Figure 4: Evaluation CR**

8.3 Evaluation du scénario CRC

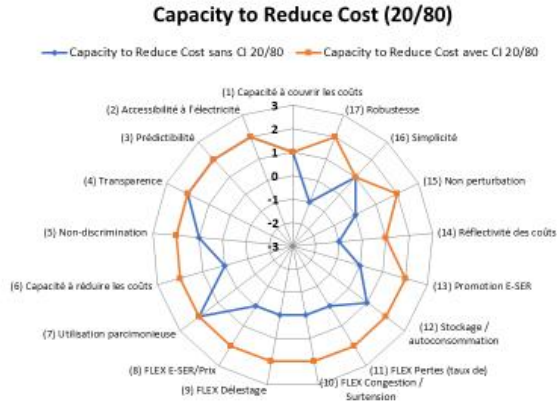
Éléments d'évaluation de la structure tarifaire "Capacity to Reduce Cost"					
	sans CI	avec CI	sans CI	avec CI	
	50/50	50/50	20/80	20/80	
Les indispensables					
1	Capacité à couvrir les coûts	1	1	1	1
2	Accessibilité à l'électricité	0	0	2	2
3	Prédicibilité	2	2	2	2
4	Transparence	2	2	2	2
5	Non-discrimination	1	2	1	2
	moyenne	1,2	1,4	1,6	1,8
Transition énergétique au moindre coût					
6	Capacité à réduire les coûts	1	2	0	2
7	Utilisation parcimonieuse	1	1	2	2
8	FLEX E-SER/Prix	0	1	0	2
9	FLEX Délestage	0	2	0	2
10	FLEX Congestion/Surtension	0	1	0	2
11	FLEX Pertes (taux de)	0	1	0	2
12	Stockage/autoconsommation	1	1	1	2
13	Promotion E-SER	-1	1	0	2
	moyenne	0,25	1,25	0,375	2
Les classiques					
14	Réflectivité des coûts	1	2	-1	1
15	Non perturbation	0	2	0	2
16	Simplicité	1	1	1	1
17	Robustesse	0	2	-1	2
	moyenne	0,5	1,75	-0,25	1,5
	moyenne des 3 catégories	0,7	1,5	0,6	1,8

▪ **Tableau 4: Evaluation CRC**

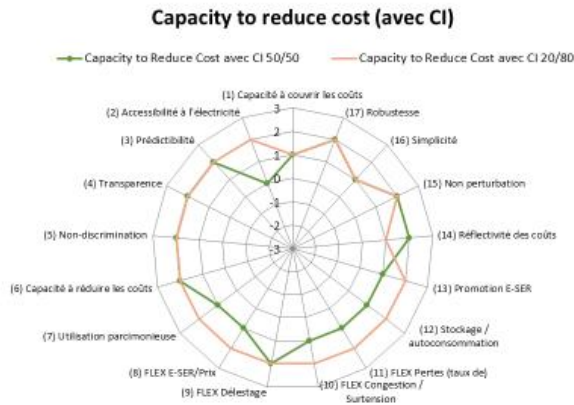


▪ **Figure 5: Evaluation CRC 50/50**

CONSULTATION



▪ **Figure 6: Evaluation CR 20/80**



▪ **Figure 7: Evaluation CRC 50/50 et 20/80**

8.4 Comparaison entre les différents scénarii

On peut aussi comparer les différents scénarios en les évaluant du point de vue des différents acteurs du marché. C'est l'exercice qui est fait dans les lignes qui suivent. En fonction des différents points de vue, certains critères d'évaluation ne sont pas pertinents, ils sont alors masqués.

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Avec CI	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse
As-Is	1	2	2	2	2	1	2	2	0	1	2	2	2	-1	0	2	1
Cost Reflective	2	-1	2	2	2	2	-2	0	2	1	0	0	0	2	1	2	1
Capacity to Reduce Cost 50/50	1	0	2	2	2	2	1	1	2	1	1	1	1	2	2	1	2
Capacity to Reduce Cost 20/80	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2

▪ **Tableau 5 : Evaluation des scenarios suivant les 17 critères**

Au vu de ce tableau (avec CI) et sur base des tableau 2, 3 et 4, il apparait que le scénario CRC 20/80 obtient la meilleure cote moyenne des 3 catégories, à savoir 1.8, devant le CRC 50/50 (cote moyenne : 1.5), le As-Is (cote moyenne : 1.3) et le Cost Reflective (cote moyenne : 1.1).

Si l'on prend le point de vue du GRD, certains critères d'évaluation peuvent être négligés. Ces critères sont masqués par un rectangle bleu à la figure ci-dessous et la somme des cotes restantes apparait à droite de la table.

Vu par le Gestionnaire de réseau:

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Avec CI	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse	
As-Is	1		2	2	2	1			0	1	2	2		-1	0	2	1	15
Cost Reflective	2		2	2	2	2			2	1	0	0		2	1	2	1	19
Capacity to Reduce Cost 50/50	1		2	2	2	2			2	1	1	1		2	2	1	2	21
Capacity to Reduce Cost 20/80	1		2	2	2	2			2	2	2	2		1	2	1	2	23

▪ **Tableau 6: Evaluation des scénarios du point de vue du GRD**

Du point de vue du gestionnaire de réseau, la hiérarchie (en prenant le total des cotes sans pondération) est la même que dans l'appréciation globale sauf que le scénario As-Is rétrograde à la dernière place. Il est à noter aussi que si la comparaison était faite sans CI, le scénario Cost Reflective devance le scénario CRC 20/80 (12 points contre 6).

Vu par le Fournisseur ou le Producteur:

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Avec CI	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse
As-Is			2	2	2	1		2				2	2			2	1
Cost Reflective			2	2	2	2		0				0	0			2	1
Capacity to Reduce Cost 50/50			2	2	2	2		1				1	1			1	2
Capacity to Reduce Cost 20/80			2	2	2	2		2				2	2			1	2

Tableau 7: Evaluation des scénarios du point de vue du producteur et/ou fournisseur

Vu par le fournisseur et le producteur, les 2 scénarii les plus intéressants sont le scénario CRC 20/80 suivi du As-Is.

Vu par l'URD (le consom'acteur):

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Avec CI	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse
As-Is		2	2	2	2	1	2	2	0	1	2	2	2		0	2	1
Cost Reflective		-1	2	2	2	2	-2	0	2	1	0	0	0		1	2	1
Capacity to Reduce Cost 50/50		0	2	2	2	2	1	1	2	1	1	1	1		2	1	2
Capacity to Reduce Cost 20/80		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		2	1	2

▪ **Tableau 8: Evaluation des scénarios du point de vue du URD**

Vu par l'utilisateur, le scénario CRC 20/80 est le plus intéressant, le scénario Cost Reflective étant nettement le moins intéressant.

Vu par l'Agrégateur:

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflexivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse	
Avec CI																		
As-Is								2	0	1	2	2	2			2	1	12
Cost Reflective								0	2	1	0	0	0			2	1	6
Capacity to Reduce Cost 50/50								1	2	1	1	1	1			1	2	10
Capacity to Reduce Cost 20/80								2	2	2	2	2	2			1	2	15

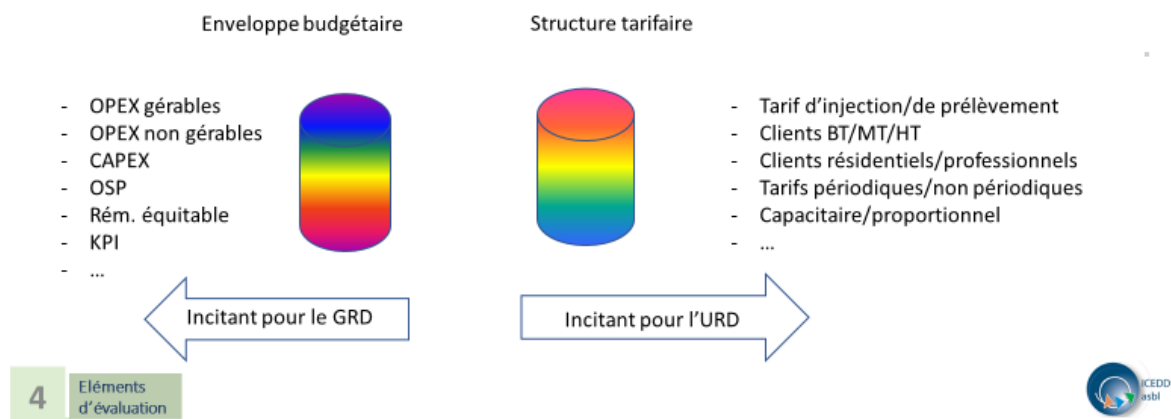
▪ **Tableau 9: Evaluation des scénarios du point de vue de l'agrégateur**

L'agrégateur classe les scénarii dans le même ordre de préférence que l'utilisateur de réseau (cf. cote à droite du tableau), même si les éléments pris en considération sont différents (cellule visible dans les tableaux).

8.5 Evaluation de l'impact d'un tarif capacitaire pour le gestionnaire de réseau et sur les tarifs de distribution bruxellois

Il importe d'abord de rappeler que l'impact essentiel pour le GRD est constitué par le niveau de l'enveloppe budgétaire qui lui est accordée pour mener à bien ses activités. Ceci comprend la rétribution équitable des actionnaires. Pour autant qu'on reste dans un modèle de type « cost plus » ou de type « revenue cap », la structure tarifaire appliquée aux utilisateurs de réseau pour alimenter cette enveloppe importe peu au GRD, puisque le GRD reçoit l'assurance que l'enveloppe budgétaire consentie sera couverte par les recettes, le cas échéant en ayant recours à des soldes réglementaires. C'est l'utilisateur de réseau qui est, lui, impacté directement par la structure tarifaire et qui est susceptible d'adapter son comportement en conséquence.

Structure tarifaire et enveloppe budgétaire: Clarification des attentes GRD/URD



En considérant exclusivement les préférences exprimées, par le GRD, en termes de structure tarifaire, les critères « capacité à couvrir les coûts », « réfectivité des coûts » et « simplicité » devraient être privilégiés. Ceci conduirait à préférer le scénario « Cost Reflective » surtout dans la période transitoire quand peu de CI seront en service.

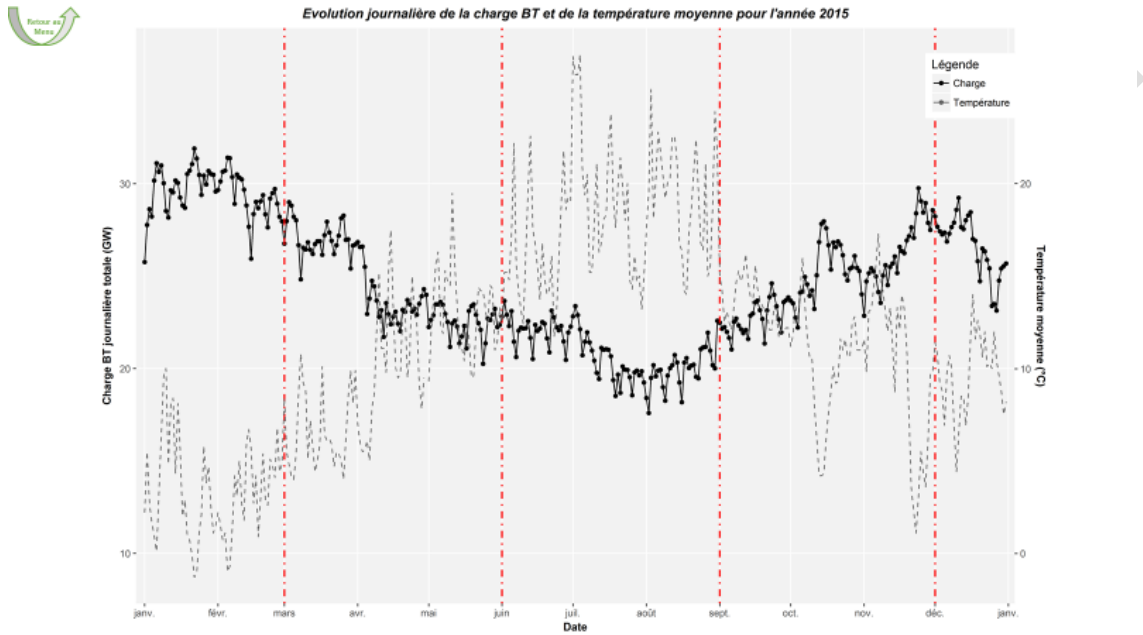
Malheureusement ce scénario est le moins performant pour accompagner la transition énergétique, ne semble pas avoir les faveurs des autres acteurs de marché (fournisseurs, producteurs, agrégateurs et même consommateurs) et crée le plus de perturbations sur le prix à payer par les consommateurs par rapport au modèle actuel (voir chapitre 10).

En considérant les perspectives à moyen terme, le scénario CRC 20/80 semble optimal pour toutes les parties, y compris le GRD, car les déplacements de charge que ce scénario favorise, permettent de réduire les surtensions, les pertes réseau ainsi que de faciliter les opérations de délestage. Mais surtout, ce scénario permet aux acteurs commerciaux de développer leurs activités et de bénéficier d'un « effet de levier » induit par les tarifs du réseau. En effet, la définition des plages horaires et la capacité flexible sont de nature à « booster » toute la flexibilité nécessaire à la transition énergétique, notamment le recours accru aux énergies renouvelables et le développement de nouveaux usages électriques.

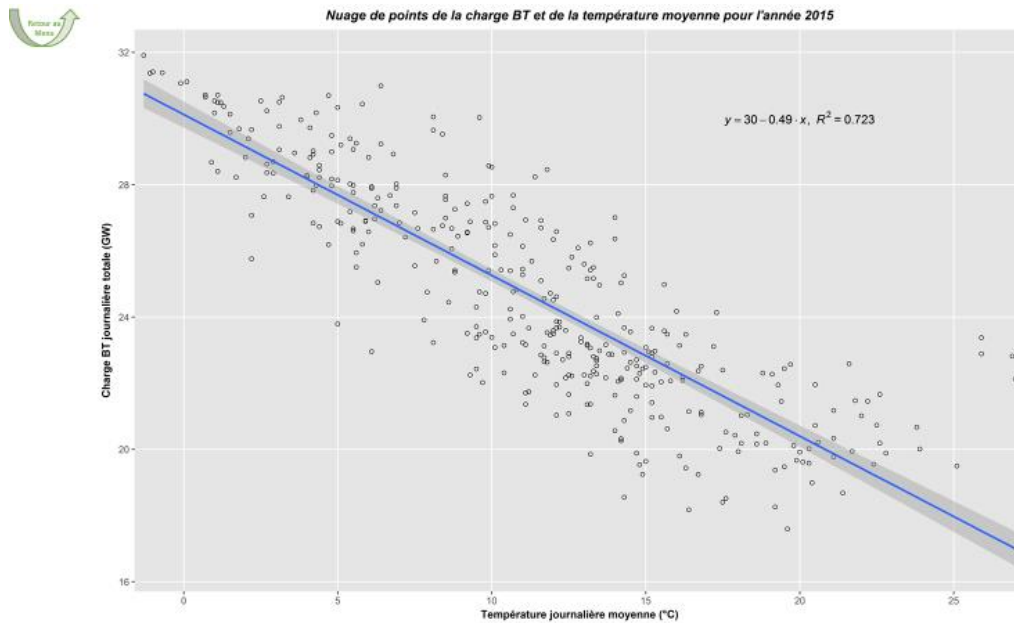
Si effectivement le côté financièrement incitatif de la structure tarifaire est de nature à amener les consommateurs à réduire leur capacité d'accès garantie au niveau strictement nécessaire, et à déplacer certaines charges électriques à des moments plus adaptés (disponibilité du réseau, offre abondante d'électricité ou prix de la commodité), les GRD auront moins de contraintes relatives à leurs investissements. Ceci conduira à des économies financières au bénéfice de toutes les parties.

9 Fixation des plages horaires

La fixation des plages horaires a été réalisée en examinant la courbe de charge de Sibelga. Il est constaté d'emblée que la corrélation entre la courbe de charge et le niveau de température extérieure est forte, et qu'il est donc raisonnable d'examiner les variations de la courbe de charge suivant les saisons.



■ **Figure 8: Evolution de la charge BT et T° moyenne 2015**

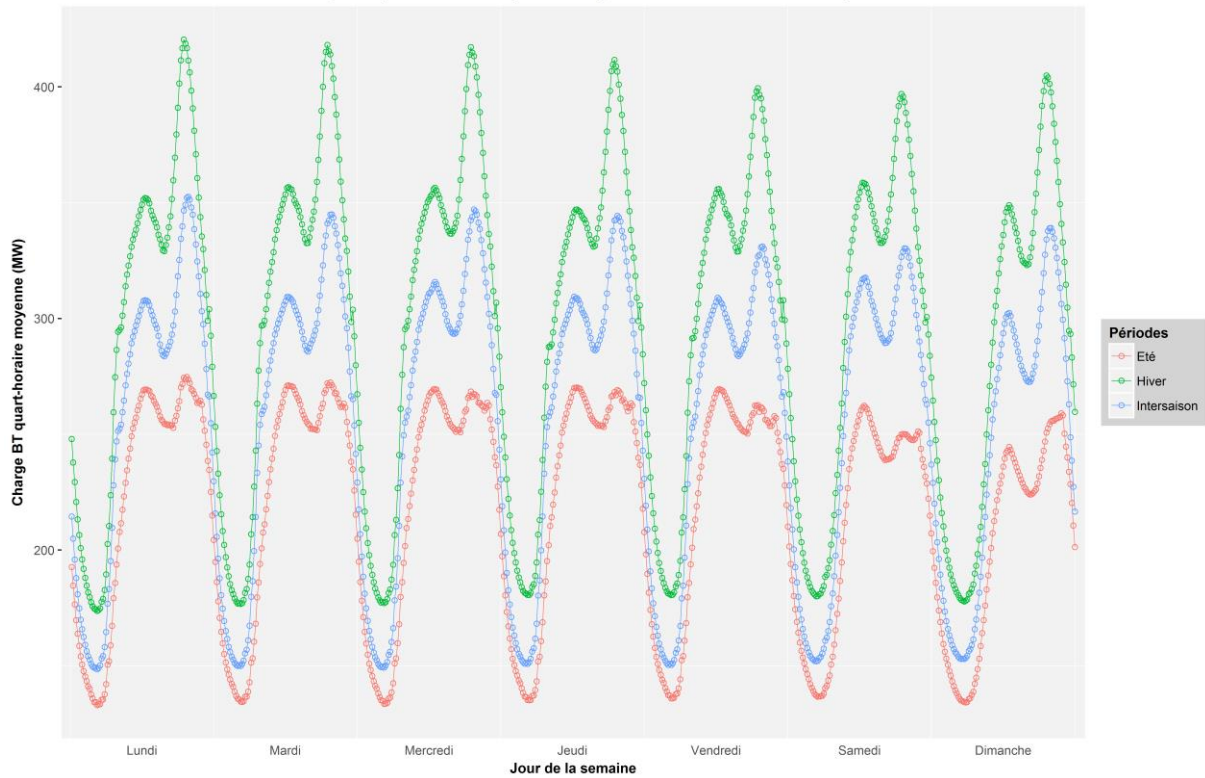


■ **Figure 9: Relation entre charge BT et T° moyenne 2015**

En examinant les courbes de charge hebdomadaires en fonction des saisons (été, hiver et entre saison), il est constaté que :

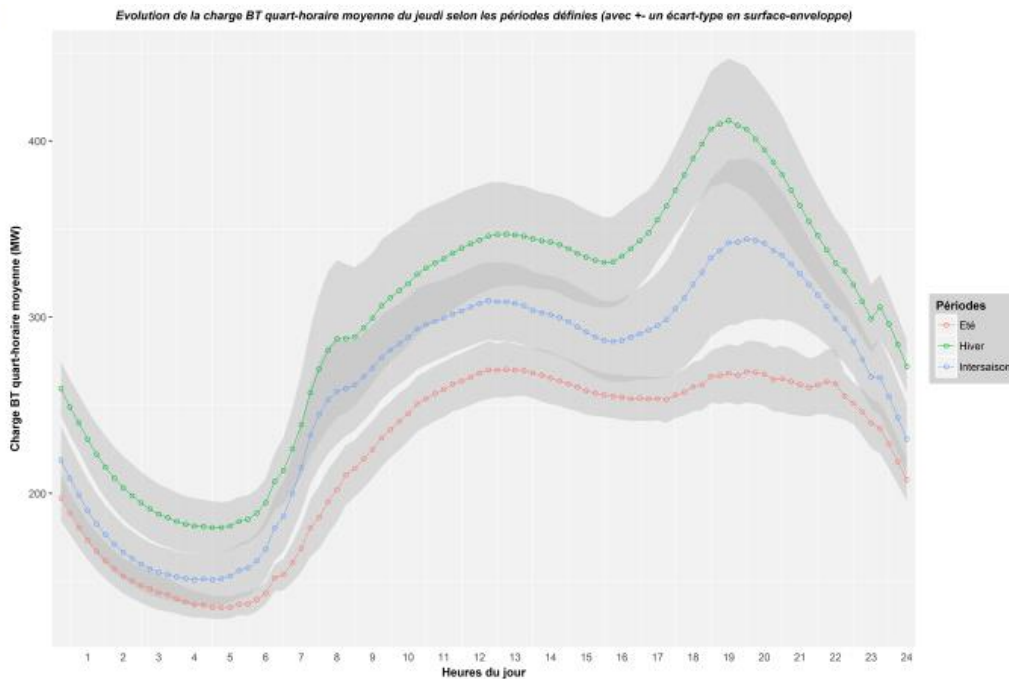
- La courbe de l'entre-saison présente un profil similaire, quoique à un niveau inférieur, à la courbe de l'hiver
- La courbe d'été n'a pas le même profil que les 2 autres et aucune pointe de consommation n'est constatée en fin de journée
- Le profil des courbes est assez similaire entre les différents jours de la semaine.

Evolution de la charge BT quart-horaire moyenne des jours de la semaine selon les périodes définies



■ **Figure 10: Evolution de la charge BT moyenne pendant la semaine**

Considérant cela, une analyse plus fine d'une journée type a été menée.

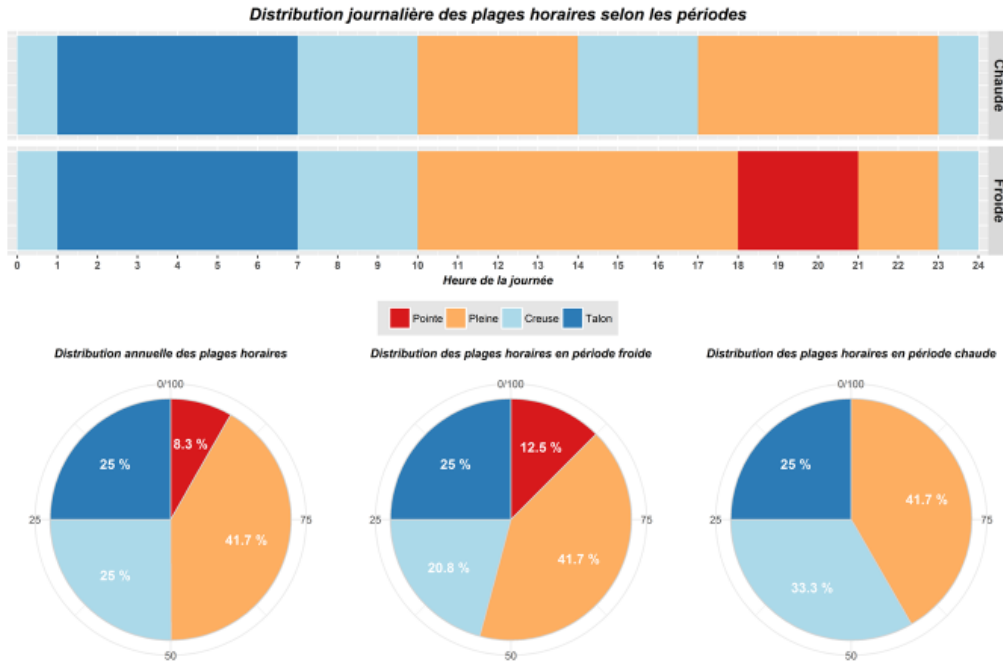


▪ **Figure 11: Evolution de la charge BT d'un jeudi**

A partir de l'observation de ces courbes de charge BT et avec un souci de simplification maximale, il est proposé de :

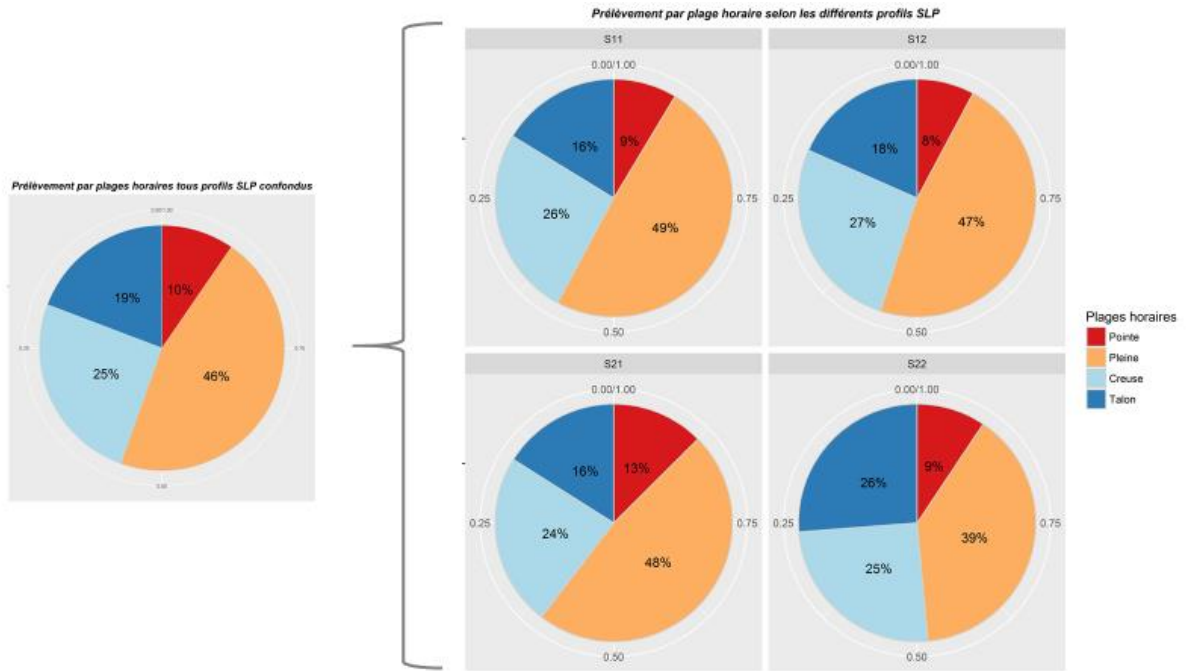
- Ne pas faire de distinction entre les jours de semaine et les jours de WE.
- Fixer le nombre de plages horaires à 4 maximum.
- Proposer les mêmes plages horaires pour le résidentiel et le professionnel (dans un premier temps au moins). Ce qui importe, en effet, c'est l'effet global sur le réseau
- Traiter de la même façon la période hivernale et la période « intersaison ». Les formes des courbes sont en effet identiques même si l'amplitude n'est pas la même. Mais comme il n'est pas concevable d'organiser un déplacement de charge inter saisonnière, cette différence d'amplitude ne sera pas exploitée.
- Traiter différemment les 4 mois les plus chauds de l'année, où le pic de fin d'après-midi n'est pas observé et où un creux plus important (qui augmentera encore avec le développement du PV) apparaît en début d'après-midi.
- Favoriser au maximum la simultanéité des heures de basculement entre les plages horaires pour la période froide et la période chaude.

Proposition de fixation des plages horaires :

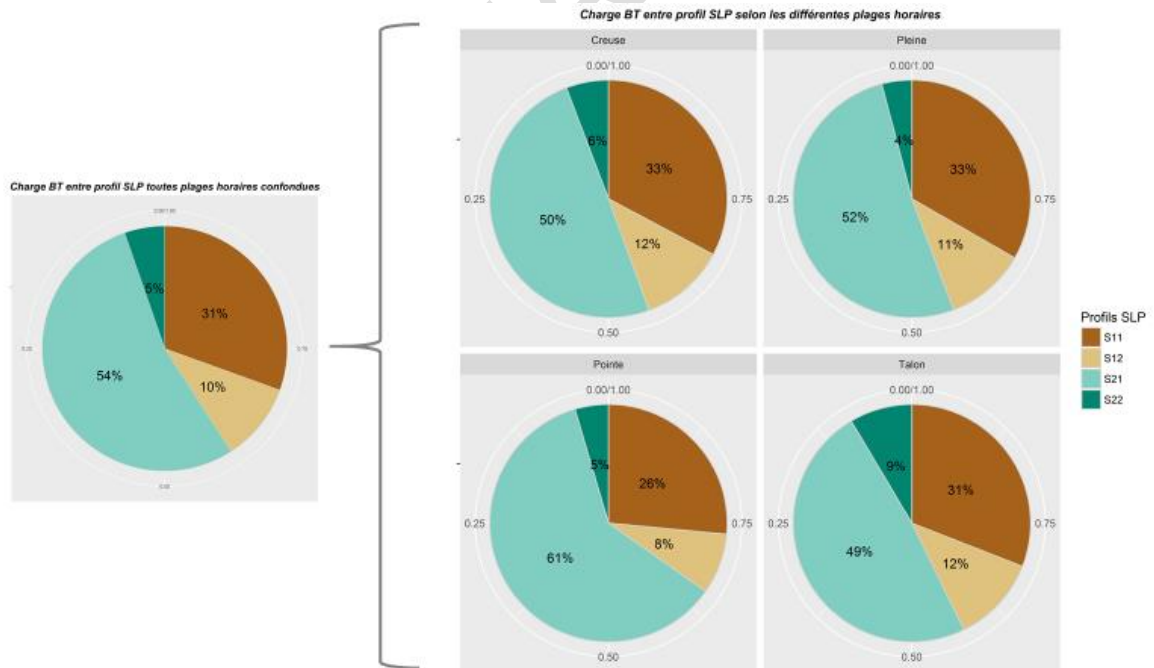


▪ **Figure 12: Distribution des plages horaires**

Analyse des consommations par plage horaire et par catégorie de client (S21 : résidentiel/compteur simple ; S22 : résidentiel/compteur bi horaire ; S11 : professionnel = ou <56 kVA ; S12 professionnel > 56 kVA). Les plages horaires qui seront les plus coûteuses (heures de pointe, heures pleines) correspondent sur base annuelle à 50% du temps. Il en va donc de même pour les heures les moins coûteuses (heures creuses, heures talon).

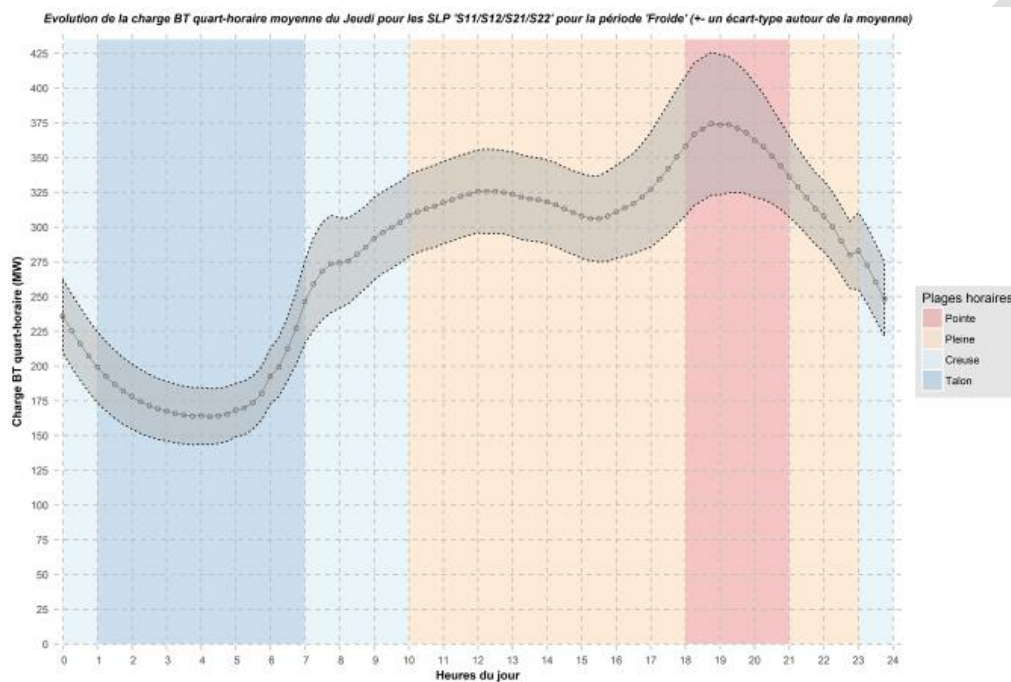


■ **Figure 13: Prélèvement par plage horaire selon les profils SLP**

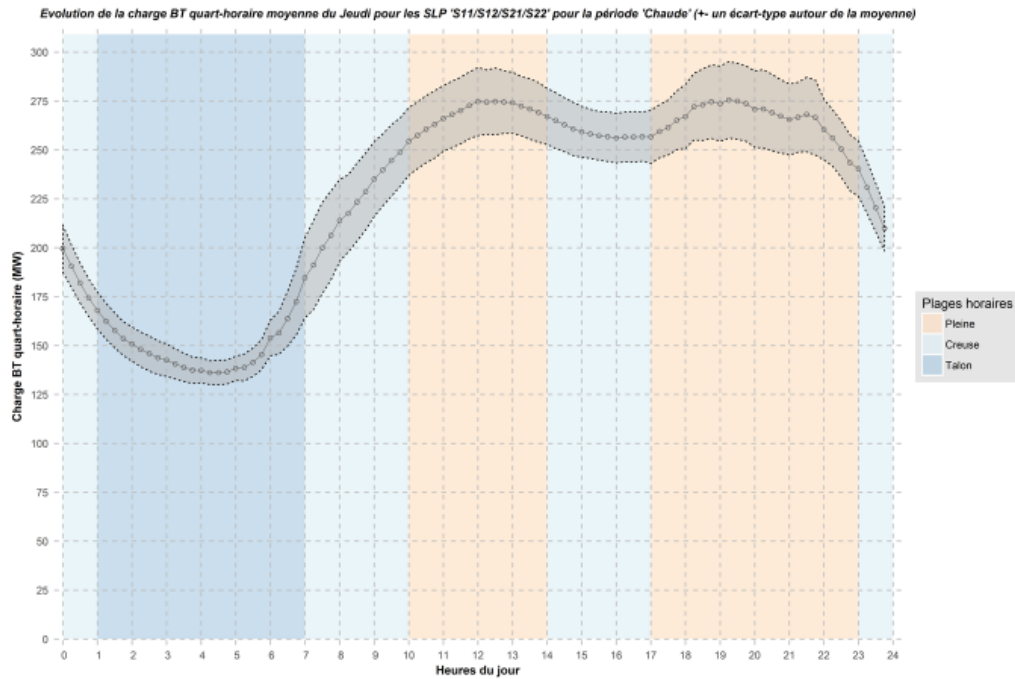


■ **Figure 14: Charge BT entre profil SLP et plages horaires**

On constate que la majorité de la consommation est située chez les clients résidentiels avec compteur simple. Une analyse plus fine montre que ce sont ces clients qui déterminent principalement le profil de la courbe de charge BT. Les clients S22 ont leur pointe de consommation après 23 heures alors que les clients professionnels ont la leur en début d'après-midi.



▪ **Figure 15: Evolution de la charge BT moyenne du jeudi pour la période froide**



▪ **Figure 16: Evolution de la charge BT moyenne du jeudi pour la période chaude**

I0 Analyse des impacts potentiels sur les différents types de clients

Quel serait l'impact des différents scénarii de tarification que nous avons discutés ci-dessous pour les consommateurs bruxellois ? Afin de déterminer les impacts sur les factures des clients BT nous avons pu travailler sur une base des données (anonymisée) reprenant l'entièreté des clients BT en RBC pour l'année 2015 pour lesquels il a été possible de déterminer les puissances de raccordement, le type de contrat, les consommations dans les différents registres. Grâce à ces données, nous avons construit un outil de simulation qui permet de recalculer les factures pour la distribution et le transport d'électricité pour chaque client (EAN).

Rappelons que nous avons recalculé uniquement la partie correspondant strictement à l'activité de réseau (GRD et GRT), à l'exclusion des taxes, surcharges et autres OSP sauf quand ces dernières ne peuvent pas être considérées séparément. Globalement, les tarifs ont été construits pour faire en sorte que, dans chaque scénario, l'enveloppe budgétaire (et donc les recettes pour le GRD) correspondant aux clients BT reste la même que dans la situation actuelle.

L'analyse a été réalisée par client type, pour vérifier l'impact individuel de chaque structure tarifaire. Pour les tarifs proportionnels avec plusieurs plages horaires, la simulation a été réalisée en appliquant aux différents consommateurs les profils SLP qui leur correspondent. Même s'il s'agit de profils « lissés » (comprenant déjà un effet de foisonnement entre consommateurs de même type), l'exercice garde tout son sens quant à la reconstitution d'une facture annuelle.

Avec CI	Terme fixe	Terme proportionnel	Terme capacitaire	Plage horaires	Capacité « flexible »
ASIS	5.5%	94.5%	-	4	NO
CR	10%	10%	80%	2	OUI
CRC 50/50	-	50%	50%	4	OUI
CRC 20/80	-	80%	20%	4	OUI

▪ **Tableau 10: Récapitulatif des structures tarifaires**

La fixation des paramètres tarifaires a tenu compte des différents paramètres présents dans le tableau ci-dessus. La fixation des tarifs pour les 4 plages horaires (2 pour le scénario CR) s'est basée sur les tarifs actuels et sur la volonté de créer une tension suffisante entre les plages horaire afin d'inciter les consommateurs à déplacer leur charge. Etant donné le peu d'informations quantitatives que nous avons pu trouver dans la littérature sur les impacts des prix sur les décision de déplacement de charge, pour fixer la tension entre plages horaire nous avons pris comme exemple la tension actuelle entre heures normales et heures creuses et tarifs nuit et nous avons fixé la relation suivante entre plages horaires: les heures talon (les moins chères) seront facturés (pour ce qui concerne les tarifs GRD et GRT

uniquement) à la moitié du prix des heures creuses. Les heures normales seront facturées au double des heures creuses. Les heures de pointe seront facturées au double des heures pleines. Elles seront donc 4 fois plus chères que les heures talon. Le tableau ci-dessous présente les paramètres (en €) tarifaires retenus pour les simulations dans une situation avec CI.

Avec CI	Terme fixe - €/an	Terme proportionnel - €/MWh				Terme capacitaire - € kWA
		H pointe	H pleine	H creuse	H talon	
ASIS	12.56	96.82	72.61	48.41	24.20	-
CR	22.60	8.15		4.08		22.31
CRC 50/50	-	51.26	38.44	25.63	12.81	13.07
CRC 20/80	-	82.01	61.51	41.01	20.50	4.65

▪ **Tableau I I: Récapitulatif des paramètres tarifaires des différents scenarii avec CI**

Dans l'hypothèse de l'absence de compteur intelligent, un tableau similaire est donné à l'annexe I : tarifs sans compteur intelligent.

La question se pose également de savoir quel traitement réserver aux clients souhaitant rester en « tarif relevé annuellement (sans CI) au cours de la période transitoire ? La proposition est d'appliquer la même structure tarifaire à tous les clients (avec/sans CI). Le client résidentiel équipé d'un compteur normal avec relevé annuel se verra appliquer le tarif (avec 4 plages horaires) en appliquant ce tarif sur le profil SLP S21. En pratique, il payera sa facture sur la base d'un tarif moyen (1 plage horaire) recalculé en combinant les tarifs pour les quatre plages horaires indiquées dans la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et la répartition de la consommation moyenne sur la journée d'un client type SLP21.

Le client résidentiel équipé d'un compteur bi horaire se verra appliquer le même traitement, mais sur base du profil SLP S22 découpé en profil heures creuses et profil heures pleines. Le client équipé d'un compteur exclusif nuit se verra attribuer le tarif de la plage « heures de nuit », déterminé à partir du profil SLP S22. Le client professionnel BT se verra appliquer le même traitement que le client résidentiel, mais sur base du profil SLP S11 (ou SLP S12 si > 56 kVA).

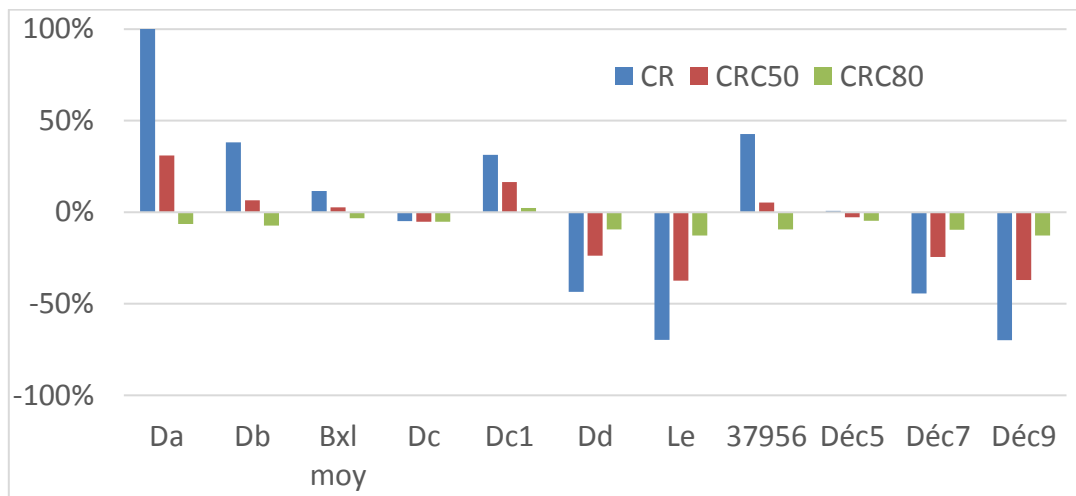
10.1 Simulations

Nous avons commencé notre travail d'analyse avec des simulations de changements de facture pour des clients types, repris dans le tableau ci-dessous.

Client	Normal - kWh	Heures pleines - kWh	Heures creuses - kWh	Puissance appelée - kVA
Da	<u>600</u>	-	-	<u>3</u>
Db	<u>1200</u>	-	-	<u>3.5</u>
Bxl moy	<u>2800</u>	-	-	<u>6.5</u>
Dc	-	<u>1600</u>	<u>1900</u>	<u>6.5</u>
Dc1	<u>3500</u>	-	-	<u>10</u>
Dd	-	<u>3600</u>	<u>3900</u>	<u>7.5</u>
Le	-	<u>16100</u>	<u>3900</u>	<u>9</u>
Profes. Déc3	<u>996</u>	-	-	<u>3</u>
Profes. Déc5	<u>3163</u>	-	-	<u>6.5</u>
Profes. Déc7	<u>7452</u>	-	-	<u>7.5</u>
Profes. Déc9	<u>20702</u>	-	-	<u>9</u>

▪ **Table 1: clients types étudiés pour estimer les changements de facture**

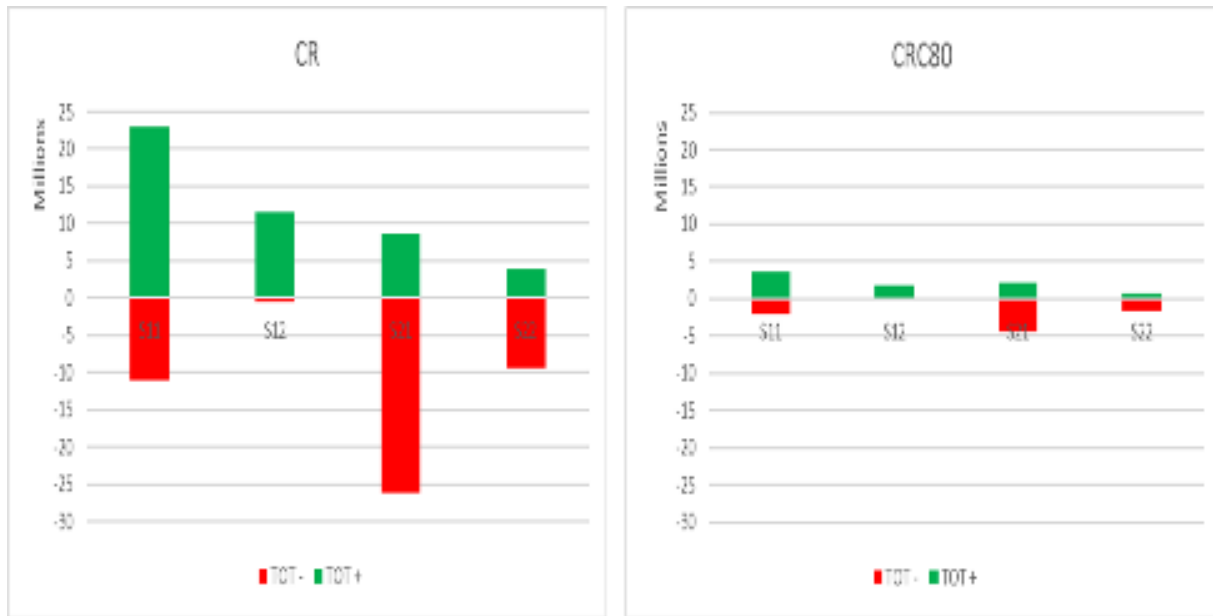
Les résultats des simulations sont présentés à la figure ci-dessous en termes de différence de pourcentage avec le scénario ASIS (c'est-à-dire un scénario à politique tarifaire inchangée). Une différence positive indique donc une augmentation de la facture. Une différence négative indique bien une diminution de la facture.



▪ **Figure 17: Différence % de la facture des profils types versus le scénario ASIS**

L'introduction d'un terme capacitaire a un impact très important pour les clients avec des petites et des grandes consommations. Plus le terme capacitaire est important, plus les différences (positive et négative) sont importantes. Le CRC 50/50 se situe à mi-chemin. Le CRC 20/80 est le scénario qui a le moins d'impact sur les profils type.

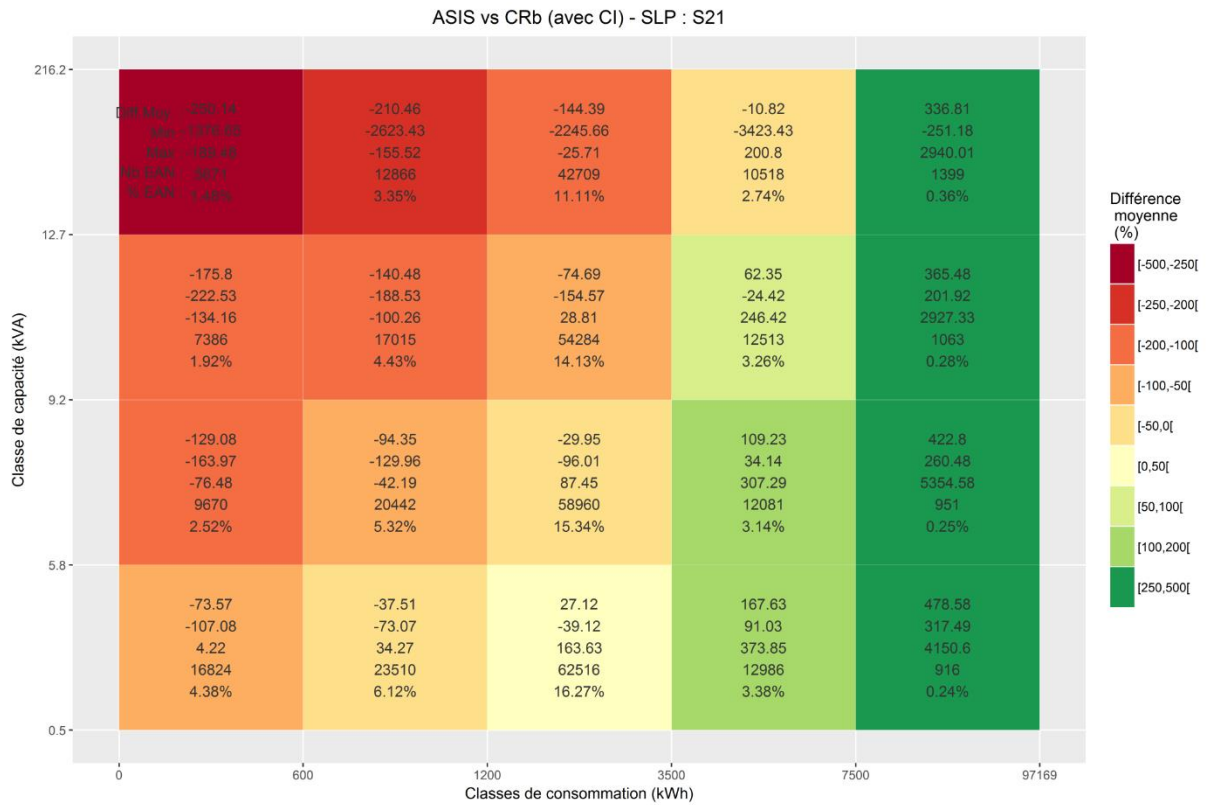
On peut aussi se demander si les enseignements que l'on peut tirer des profils types sont validés par une analyse de l'ensemble des clients BT. Pour ce faire, nous avons analysé et recalculé les factures de tous les clients BT. Si on regroupe les résultats (pertes et gains) pour les clients du même type (SLP) nous remarquons qu'avec le CR et le CRC les clients professionnels (SLP 11 et 12) sont, au total, gagnants, c'est-à-dire que la somme de gains des clients bénéficiant d'une facture plus faible est plus importante que la somme des pertes des clients avec une facture alourdie. L'inverse est vrai pour les clients dans le résidentiel. Ceci s'explique par le fait que les clients SLP 11 et 12 ont de plus faibles consommations en heures de pointe et qu'en même temps, il s'agit de clients avec des puissances et des consommations plus importantes (qui sont donc favorisés par le terme capacitaire).



▪ **Figure 18: Gagnants / perdants par SLP, CR et CRC20/80 versus ASIS**

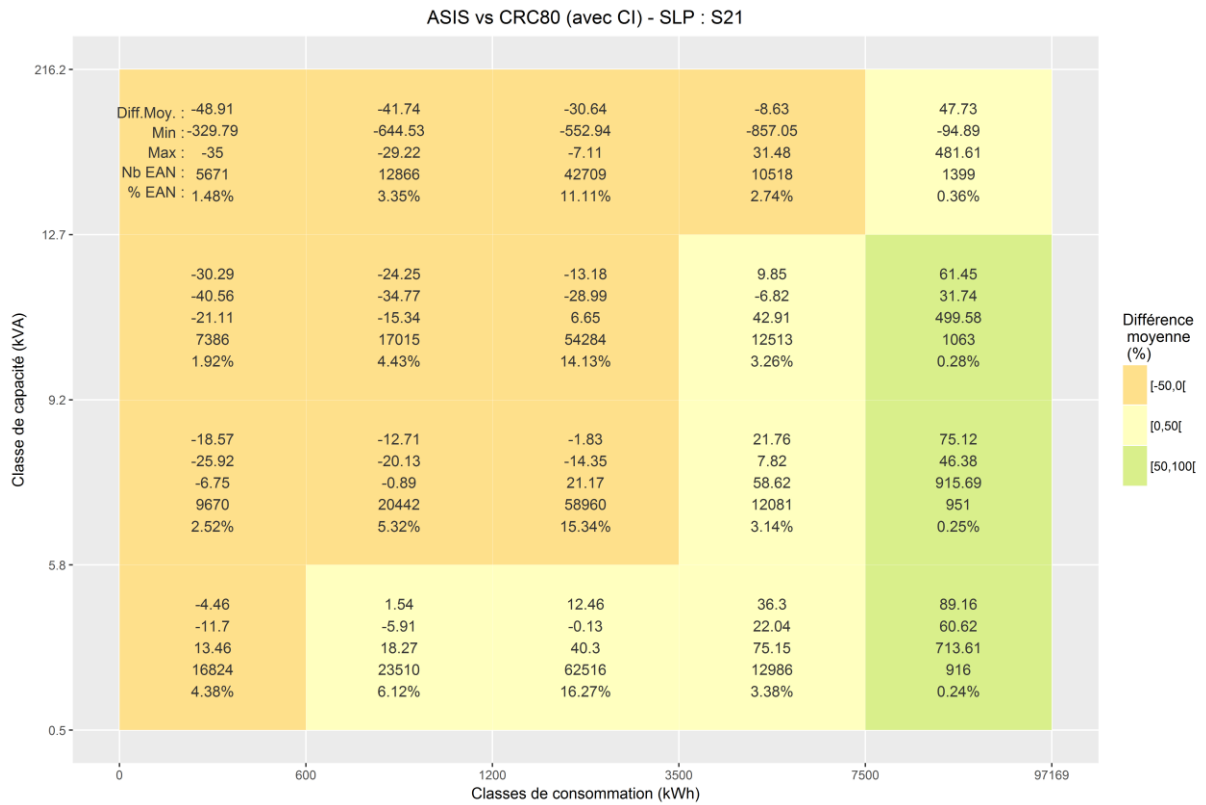
Les deux figures ci-dessous montrent les résultats des simulations pour tous les codes EAN qui sont repartis par capacité (sur l'axe des ordonnées) et consommations (sur l'axe des abscisses). Dans chaque carrée on indique (du haut vers le bas) :

- La différence moyenne des factures pour les EAN
- Le minimum et le maximum des écarts versus ASIS
- Le nombre d'EAN qui tombe dans chaque « carré »
- Le % des EAN dans le « carré » par rapport au nombre total des EAN analysés



■ **Figure 19: Gagnants / perdants SLP21, CR versus ASIS**

A la lecture de ce tableau, on peut déduire que, dans l'hypothèse d'un passage d'une tarification As IS vers une tarification CR, les clients qui ont de faibles consommations et de faibles puissances seront globalement perdants (i.e. leur facture va augmenter). Notons encore que les URD qui ont de faibles consommations et de grosses puissances de raccordement seront les plus fortement pénalisés. Par contre, les clients qui ont des consommations importantes pour de faibles puissance de raccordement seront favorisés par une telle transformation de la tarification de la distribution.



■ **Figure 20: Gagnants / perdants SLP21, CRC 20/80 versus ASIS**

La Figure 20 montre que le passage d'une tarification As IS à une tarification CRC 20/80 aura globalement les mêmes effets mais dans une mesure bien moindre (les écarts seront plus faibles).

II Evaluation de l'impact écologique et URE

Dans ce paragraphe, nous essaierons d'évaluer l'impact environnemental des tarifs proposés dans cette étude et plus spécifiquement leur impact sur l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) et sur le développement des énergies renouvelables.

Cette question a déjà été évoquée lors de l'évaluation des scénarii par les 17 critères, et notamment lors de l'analyse des critères de « transition énergétique au moindre coût ». Intuitivement, on peut noter que si un tarif est proportionnel à la consommation il aura tendance à induire des comportements économeurs d'énergie. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle l'Arrêté royal de 2008 (SPF Economie, PME, Classes moyenne et Energie 2008) imposait que les tarifs en basse tension soient liés à la consommation d'énergie (et soient donc proportionnels). Dans ces conditions, les tarifs As Is et CRC 20/80 sont propices à l'URE puisque le premier est presque totalement proportionnel et le second l'est à 80%. En revanche, les tarifs de type capacitaire pourraient induire des augmentations de consommation puisque celles-ci n'induiront pas une augmentation de la facture de l'URD.

Suivant nos estimations, le tarif CRC 20/80 permettrait de déplacer, au maximum, un volume de consommation de l'ordre de 300 GWh, à l'horizon 2030. Toutefois, il est clair que l'ensemble des consommateurs ne choisiront pas de déplacer une partie de leur consommation électrique même si les tarifs de distribution les y incitent. Dès lors, une hypothèse réaliste est de supposer que seuls 50% des consommateurs résidentiels seront à l'origine de déplacements de charge. Dans ces conditions, le potentiel réaliste de déplacement de charge est de l'ordre de 150 GWh. Suivant nos hypothèses de paramètres tarifaires, cela générerait des gains financiers potentiels pour les consommateurs résidentiels de l'ordre de 5 millions d'euros (cf. Annexe 2). Lorsque le stockage d'électricité au moyen de batteries stationnaires et des véhicules électriques sera opérationnel et rentable, les gains financiers seraient augmentés de 11 millions d'euros.

En utilisant à bon escient les différentes plages horaires, le GRD dispose aussi d'une réelle possibilité d'écarter les pointes sur son réseau, de réduire les risques de congestion et de surtension et donc aussi de réduire le niveau des pertes sur son réseau. Pour ces raisons également, il apparaît que les tarifs As Is et CRC 20/80 sont les plus favorables pour ce qui concerne l'URE.

Par ailleurs, grâce à la possibilité de définir des plages horaires aux tarifs différenciés, le GRD pourra également privilégier la consommation (ou l'autoconsommation) d'électricité renouvelable au moment où elle est produite en grande quantité. Le GRD connaît, en effet, d'expérience les moments de l'année et de la journée au cours desquels la production électrique photovoltaïque est la plus importante. Le GRD dispose même de la répartition spatiale de l'autoproduction d'électricité renouvelable au sein de son réseau. De ce fait et si cela s'avère nécessaire, il pourrait adapter les paramètres tarifaires de façon à coller au mieux avec la production électrique décentralisée au sein de son réseau, à une échelle locale.

Cette option est possible dans le cadre des tarifs As Is ou CRC, surtout en portant le nombre de plages horaires à 4, ce qui implique le placement des compteurs intelligents chez au moins une partie de la clientèle, pour que les résultats soient probants. A contrario, un tarif capacitaire incitera beaucoup

moins les consommateurs à adapter leur profil de prélèvement à celui de la production d'électricité renouvelable.

Toutefois, la capacité avec accès flexible permettra également avec la structure tarifaire « Cost Reflective », de réduire les pointes du réseau ce qui est susceptible de permettre une meilleure utilisation des centrales électriques (à partir d'énergies renouvelables ou pas) et donc contribuer aussi à l'URE, de façon ponctuelle.

CONSULTATIEVERSIE

12 Impact sur le développement de certains marchés

Dans cette section de l'étude, nous analyserons dans quelle mesure les structures tarifaires proposées pourront favoriser ou non, le développement de certains marchés. De façon générale, cela concerne toutes les applications de flexibilité (déplacement de charge ou modularité de la puissance) et plus spécifiquement le chauffage électrique (qui peut inclure une forme de stockage thermique) ou le stockage d'électricité que ce soit via des stockages stationnaires installés chez les URD (essentiellement des batteries dans l'état actuel des technologies) ou via des véhicules électriques.

Le chauffage électrique sera favorisé par la mise en place des tarifs As Is ou CRC s'il recourt à un stockage intermédiaire de chaleur ¹⁰. En effet, dans ce cas il est possible de stocker l'électricité sous forme de chaleur pendant les heures de talon et, éventuellement, pendant les heures creuses. C'est d'ailleurs un mécanisme de ce genre qui a été développé avec les tarifs 'exclusif nuit' quand la production électrique nucléaire a fait son apparition. A l'époque, il fallait trouver un moyen d'inciter à consommer l'électricité pendant les heures de basse consommation. Les tarifs As Is et CRC sont donc favorables aux applications de chauffage électrique qui utilisent un stockage thermique intermédiaire. Notons également que les raccordements avec accès flexibles ne devraient pas pénaliser les applications de chauffage électriques, si du moins la limitation de puissance imposée par le GRD n'excède pas une ou deux heures au maximum par jour. Si les chauffages électriques par pompe à chaleur (PAC) ne prévoient généralement pas de système de stockage intermédiaire, ils possèdent néanmoins une inertie thermique suffisante (correspondant à la masse de l'eau du circuit et des éléments chauffants) permettant de limiter la consommation d'électricité pendant les heures de pointe et de passer sans inconfort le délestage éventuel entraîné par la capacité avec accès flexible.

Avant d'envisager quel tarif sera le plus adapté au développement des applications de stockage électrique, il importe de rappeler que de nombreux fabricants de véhicules électriques se montrent prudents quant à l'utilisation de ceux-ci à des fins de stockage d'énergie. Une batterie de voiture électrique est conçue et optimisée pour assurer la plus longue autonomie de la voiture qu'elle équipe mais elle n'est pas dimensionnée pour faire de l'arbitrage (i.e. stocker de l'électricité quand elle est bon marché et la revendre quand elle est chère). Un tel mode d'utilisation de la batterie d'un véhicule électrique pourrait diminuer sa durée de vie. Il faudra donc être prudent si l'on veut faire jouer aux voitures électriques un rôle structurel de stockage décentralisé d'électricité. Par contre, la démocratisation de batteries domestiques capables de stocker de l'ordre de 10 kWh d'électricité comme la Powerwall de Tesla (Tesla, 2018) pourrait changer la donne en offrant des moyens techniques abordables capables de stocker de l'électricité (auto-produite). Cette réflexion est d'autant plus importante que le principe de compensation sera supprimé dès la prochaine période tarifaire.

De manière générale, il apparaît que l'utilisation de plages horaires aux tarifs différenciés seront favorables à toutes les applications de stockage, et ce d'autant plus que l'écart absolu entre les

¹⁰ Dans le chauffage électrique à accumulation, le stockage thermique est prévu, par définition. Cependant, dans le cas du chauffage par pompe à chaleur, les deux options sont envisageables (avec ou sans stockage thermique).

coefficients tarifaires des différentes plages est important. C'était vrai pour le stockage thermique, ce sera également le cas pour le stockage électrique dans des batteries. En effet, les détenteurs de batteries électriques (qu'elles soient stationnaires ou mobiles) seront incités, pour des raisons économiques, à les recharger pendant ces périodes de tarifs peu élevés (heures talon, heures creuses). Ce faisant, la courbe de charge du GRD s'en trouvera aplatie. Notons qu'en fonction des conditions de marché, les personnes équipées de batteries domestiques pourraient être incitées à faire de l'arbitrage même si elles ne sont pas équipées de moyens d'autoproduction d'électricité.

Comme les tarifs CR ne prévoient pas de différences significatives de tarifs en fonction des heures de la journée, ils ne seront pas favorables aux applications de stockage (thermique pour le chauffage ou électrique via des batteries) puisque celles-ci trouvent leur justification économique dans une forme d'arbitrage réalisée à l'échelle de l'URD. Tout au plus, l'URD pourrait être intéressé à injecter de l'électricité à partir des batteries en vue de réduire sa propre pointe de consommation ou à compenser un délestage lié à la capacité à accès flexible. Cela réduirait fortement le nombre de fois où la batterie serait utilisée annuellement, ce qui est peu favorable à l'économicité de ce modèle.

Que cela concerne le chauffage électrique, le stockage par batterie ou les autres déplacements de charge (électroménager, ...), la structure tarifaire qui y incitera le plus aura également comme conséquence de favoriser directement l'émergence de nouveaux métiers énergétiques. En effet les agrégateurs, facilitateurs de flexibilité (BRP,) et autres sociétés de service énergétique (ESCO) ont besoin de dégager une marge financière pour conseiller leurs clients d'adapter un comportement de consommateur conforme aux attentes du marché.

Bien entendu, une marge existe aussi au niveau de la commodité, mais l'effet de levier du tarif pour l'utilisation des réseaux sera déterminant pour le développement de leurs activités indépendamment, le cas échéant, des fournisseurs.

Dans la mesure où la structure tarifaire CRC 20/80 combine une capacité avec accès flexible avec une composante proportionnelle significative, elle permet au mieux de stimuler ces nouveaux marchés.

13 Analogie avec la tarification 'gaz'

Une réflexion similaire à celle qui est mise en place pour la distribution de l'électricité pourrait être menée pour le gaz naturel. Toutefois, il importe de noter une différence fondamentale entre ces deux vecteurs énergétiques. Si la production et la consommation d'électricité doivent en permanence s'équilibrer, il n'en va pas de même pour le gaz naturel. En effet, le réseau de gaz naturel joue lui-même le rôle d'un vaste volume de stockage qui permet une désynchronisation partielle entre la production de gaz naturel (plus exactement son injection dans le réseau) et sa consommation.

Dans le cas bruxellois, il faut aussi noter que le réseau est largement dimensionné et que la consommation devrait être orientée à la baisse au cours des prochaines années grâce à l'amélioration des performances énergétiques du bâti. De plus, ces gains en efficacité énergétique des utilisations du gaz naturel ne seront pas compensés par de nombreux nouveaux usages comme on doit s'y attendre pour l'électricité. Enfin, le passage du gaz pauvre au gaz riche programmé en Région de Bruxelles Capitale ajoutera encore une réserve supplémentaire de capacité de l'ordre de 10% au réseau de gaz naturel bruxellois. Dès lors, le réseau de gaz naturel ne devrait pas être soumis aux mêmes contraintes techniques de dimensionnement ou de renforcement de capacité que celui d'électricité dans les années à venir.

Comme le réseau de gaz naturel bruxellois est largement dimensionné, il ne sera pas nécessaire d'inciter les URD à déplacer leurs consommations vers les plages horaires les moins chargées. Dès lors et puisque le réseau de gaz naturel ne subira pas ces contraintes de déplacement de charge, on peut accepter, pour lui, une structure tarifaire de nature capacitaire qui se rapproche plus de la structure des coûts du réseau.

Même s'ils ne seront pas de nature à nécessiter un renforcement du réseau, certains nouveaux usages de gaz sont néanmoins envisageables et souhaitables. Nous pensons aux voitures roulant au gaz naturel comprimé (CNG) et à la cuisson au gaz pour ceux qui cuisinent à l'électricité tout en bénéficiant d'un raccordement au gaz. Les véhicules CNG sont moins polluants que les véhicules diesel ou essence, et la cuisson au gaz permet de réduire considérablement la puissance nécessaire pour le prélèvement électrique, particulièrement au moment de la journée où surviennent les pointes de consommation sur le réseau BT. Ces deux applications « gaz » correspondent donc à une utilisation rationnelle de l'énergie au moins dans une phase transitoire et permettent de mieux rentabiliser le réseau. Enfin l'arrivée progressive de gaz de synthèse d'origine renouvelable (notamment à partir d'hydrogène ou de méthane en vue de résoudre le problème du stockage inter saisonnier de l'électricité d'origine renouvelable) permettra de considérer, en partie du moins, le gaz naturel comme étant d'origine renouvelable. Il ne faudrait donc pas que la tarification du gaz décourage ces nouveaux usages.

En revanche, il faut être conscient aussi du fait qu'une structure tarifaire de type capacitaire (comme dans le cas de l'électricité d'ailleurs) n'incitera pas les URD à utiliser parcimonieusement l'énergie ce qui reste nécessaire dans une perspective de limitation des émissions de gaz à effet de serre.

C'est pourquoi, une structure tarifaire hybride à 3 composantes est recommandée. Un terme proportionnel permettra de limiter les gaspillages d'énergie. Un terme capacitaire permettra de mieux 'coller' à la notion de réfectivité des coûts du réseau. Enfin, un terme fixe (abonnement) permettra de limiter le prix marginal du gaz naturel pour des consommations importantes et autorisera, de ce fait, l'émergence de nouveaux usages du gaz naturel.

Contrairement à l'électricité, un terme fixe (abonnement) n'est pas de nature à réduire l'incitant nécessaire « à consommer au bon moment ». En effet, il n'est pas nécessaire d'inciter l'URD à consommer du gaz naturel à certains moments spécifiques de la journée. En conséquence, il n'est pas nécessaire d'avoir des termes proportionnels dont les coûts sont très différenciés (en valeur absolue) pour inciter les consommateurs à consommer au bon moment.

La structure tarifaire actuelle correspond déjà à cette situation hybride. Cette situation résulte de la volonté des GRD de gaz naturel de rester concurrentiels par rapport à leur concurrent principal pour le chauffage résidentiel à savoir le mazout. De lentes évolutions par rapport à cette référence peuvent être proposées par le GRD. En effet, la logique propre au GRD ne devrait pas s'écarter fondamentalement de la logique du marché du gaz en général, contrairement à ce qui a été constaté pour l'électricité. Le fait que la contribution du coût du transport n'est pas répercutée sur les URD via le GRD mais bien via les fournisseurs renforce encore cette réalité. Le GRD ne peut, en effet, utiliser que ses propres coûts pour déterminer sa structure tarifaire.

I4 Conclusions

La maîtrise des coûts de développement et de fonctionnement du réseau de distribution d'électricité passe par une participation active du « consomm'acteur ». Garder une structure tarifaire identique à celle que nous connaissons aujourd'hui engendrera, à terme, des surcoûts qui devront être répercutés sur l'ensemble des URD.

On peut donc affirmer que tous les URD bénéficieront d'un système tarifaire qui permet de limiter les investissements dans le réseau. Dès lors, même les consommateurs qui ne sont pas en mesure d'activer de la flexibilité bénéficieront de la meilleure correspondance globale entre les productions et les consommations

Suivant notre analyse, le scénario CRC 20/80 avec compteur intelligent est celui qui obtient globalement la meilleure cote (vu par chaque acteur), surtout pour sa capacité à faciliter la transition énergétique au bénéfice de tous les acteurs (pas seulement le GRD).

Ce scénario génère des différences raisonnables pour les factures des consommateurs par rapport à la situation actuelle. Si les plus gros consommateurs sont généralement favorisés par l'introduction d'une composante capacitaire, les clients résidentiels, particulièrement, ont des capacités de gain importantes en adaptant leur comportement en consommant pendant les périodes où les tarifs sont les plus intéressants.

Les nouveaux usages électriques peuvent même entraîner une diminution du prix de l'électricité, si l'on parvient effectivement à contenir les coûts du réseau tout en augmentant le service rendu (en termes de puissance et/ou de consommation).

Dans le scénario CRC 20/80, les clients résidentiels qu'ils soient équipés ou non de compteurs intelligents pourront choisir d'être assimilés à des clients à relève annuelle. Dans ce cas, le profil standard S21 leur sera appliqué. Précisons aussi que tout client résidentiel non équipé pourra toujours demander l'installation d'un CI pour bénéficier des avantages de la nouvelle structure tarifaire.

Dans l'état actuel des équipements et suivant nos hypothèses de calcul, un volume de l'ordre de 150 GWh pourraient déjà être déplacés, annuellement, en générant des économies de l'ordre de 5 M€ HTVA, pour les ménages qui utiliseront ces leviers de flexibilité. Par ailleurs, à l'horizon 2030, la présence croissante de batteries stationnaires et de véhicules électriques devrait rendre possible un déplacement de charge complémentaire de l'ordre de l'ordre de 240 GWh soit encore, suivant nos hypothèses, une économie de 11,5 M€ HTVA. Globalement, à l'horizon 2030, nous estimons donc qu'un volume de près de 400 GWh pourrait être déplacé dans le secteur résidentiel générant des économies, pour les acteurs de flexibilité, de l'ordre de 16 M€ HTVA, montant qui sera de nature à intéresser certains nouveaux opérateurs économiques comme des agrégateurs.

Au niveau du gestionnaire du réseau de distribution, l'application de la structure tarifaire CRC 20/80 devrait permettre de ne pas devoir augmenter la capacité du réseau à l'horizon 2030, malgré l'augmentation des consommations et de la pointe annuelle (sans déplacement de charge) estimée à 28

% par rapport à l'année 2015. La mise en œuvre du déplacement de charge permet de réduire l'augmentation de la pointe annuelle (voir annexe 2) et de la supprimer presque totalement en activant la capacité flexible à ce moment critique. De façon similaire, le déplacement de charge vers le début d'après-midi en période chaude permet d'augmenter les prélèvements lorsque la production photovoltaïque est importante, ce qui est de nature aussi à ne pas nécessiter de renforcer le réseau pour éviter les surtensions, aux endroits où les installations photovoltaïques sont nombreuses.

Les fournisseurs seront vraisemblablement tentés de proposer certaines formules tarifaires utilisant les mêmes quatre plages horaires que le GRD pour envoyer un signal simple et clair à la clientèle. Le cas échéant, la Région bruxelloise pourrait imposer aux fournisseurs de proposer un tel tarif parmi leur palette de produits.

Pour déterminer avec plus de précision le potentiel de déplacement de charge lié à chaque scénario, il serait utile d'approfondir le « business model » de 2 applications particulières de stockage électrique : le stockage stationnaire par batteries Li-ion et le « power to grid » consistant à utiliser les batteries des VE (véhicule électrique) pour injecter de l'électricité à certains moments dans le réseau. Dans le cas du stockage stationnaire, l'usage des batteries peut être optimisé pour sa seule fonction de stockage et d'arbitrage résidentiel. Dans le cas des VE, il faut tenir compte des contraintes liées à la mobilité¹¹. Si on veut faire jouer à des batteries de VE une fonction de stockage dans la sphère résidentielle, il faudra sans doute les surdimensionner pour leur permettre de répondre à tous moments à ces deux fonctions (mobilité avec une autonomie suffisante et stockage résidentiel). Jusqu'à présent, ces applications n'ont pas été intégrées dans les hypothèses de flexibilité développées dans ce rapport, même si nous avons conscience que certains scénarii peuvent stimuler ces utilisations. Savoir à quelles conditions elles seraient viables augmenterait la crédibilité des conclusions.

¹¹ un véhicule électrique sert d'abord à se déplacer et pas à stocker l'électricité excédentaire de panneaux photovoltaïques

15 Recommandations

1. Prévoir, pour la prochaine période tarifaire, une méthodologie tarifaire avec une composante tarifaire basée sur une capacité flexible (choisie par l'URD et compatible avec la capacité du raccordement). La capacité d'accès garantie doit être l'élément de facturation essentiel de cette composante.
2. Prévoir, également, une composante tarifaire basée sur la quantité d'électricité prélevée sur le réseau. Le terme proportionnel y associé devra être significativement différent suivant chacune des 4 plages horaires définies par le GRD, en concertation avec les autres acteurs de marché. Par contre, il ne paraît pas utile de prévoir un tarif d'injection en BT.
3. L'enveloppe budgétaire du GRD (globale pour la BT) devrait idéalement être couverte à 20% par le terme capacitaire et à 80% par le terme proportionnel, de façon à maintenir une force incitative suffisante tant pour la capacité flexible que pour le déplacement de charge.
4. Ne pas prévoir d'approuver de tarifs différents pour les clients qui ne sont pas équipés de CI, mais imposer au GRD qu'il calcule les tarifs par registre correspondants aux compteurs simple, bi horaire et exclusif nuit résultant de l'application des tarifs par plage horaire appliqués au client type correspondant (S21, S22, S11, S12).
5. Permettre au client qui revendique davantage de flexibilité de pouvoir demander le placement d'un CI au prix coutant.
6. Profiter de l'arrivée progressive (et lente) des CI pour examiner la réactivité effective des URD en termes de flexibilité (capacité flexible et déplacement de charge) pour adapter au fur et à mesure les coefficients tarifaires, la tension tarifaire entre les plages horaires, la fixation des plages horaires, ... de façon à optimiser l'évolution des courbes de charge. En effet, la méthodologie tarifaire proposée, dans le cadre de cette étude, est basée sur une vision de long terme mais a besoin d'être expérimentée rapidement pour pouvoir affiner les paramètres et développer des comportements d'utilisation durables chez les URD.
7. Proposer une méthodologie pour la structure tarifaire gaz qui prévoit trois termes de facturation, dimensionnés de façon à maintenir la compétitivité du gaz face aux vecteurs énergétiques concurrents pour des usages énergétiques favorables à l'URE (la cuisson des aliments, le gaz naturel comprimé pour la mobilité, le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire).
8. Etudier de façon plus fine le « business model » du stockage d'électricité par des batteries stationnaires ainsi que celui associé au stockage dans les VE (power to grid). Ces deux applications n'ont pas été intégrées, à ce stade, dans l'étude mais sont de nature à augmenter considérablement le déplacement de charge potentiel. Mieux connaître les contraintes économiques et techniques liées à ces applications permettrait de mieux préciser les coefficients tarifaires qui rendront ces applications « rentables ».

16 Annexe I : Tarifs sans compteur intelligent

Le tableau ci-dessous reprend les paramètres tarifaires des différentes options étudiées en l'absence de compteur intelligent.

Sans CI	Terme fixe €/an	Terme proportionnel - €/MWh			Terme capacitaire €/kVA
		H pleines	H creuses	H exclusif nuit	
AS IS	12.56	67.67	49.54	36.83	-
CR	22.60	6.45	-	-	22.31
CRC 50/50	-	35.77	26.19	19.47	11.61
CRC 20/80	-	57.24	41.90	31.16	4.40

▪ *Tableau 12: Récapitulatif des paramètres tarifaires des différents scenarii sans CI*

17 Annexe 2 : Hypothèses de calcul des déplacements de charge

Pour estimer les possibilités de déplacements de charge électrique à l'horizon 2030, nous sommes partis des consommations électriques par usage et par technologie renseignées dans les bilans énergétiques bruxellois (ICEDD, 2015, page 36). Par type de technologie on retrouve, à chaque fois, un taux de pénétration correspondant. Connaissant, le nombre global de ménages et le taux de pénétration de chaque technologie on peut en déduire la consommation spécifique correspondante dans chaque cas.

Pour calculer la consommation électrique attendue du secteur résidentiel en 2030, nous avons supposé que le nombre de ménages passe à 525 000 et que les applications électriques classiques (hors éclairage) voyaient leur efficacité énergétique améliorée de 10%. Dans le cas de l'éclairage, nous avons supposé une généralisation de l'éclairage LED (qui était encore peu présent en 2013) et donc une amélioration de l'efficacité énergétique de l'éclairage de 80%.

Les taux de pénétration des différentes technologies sont supposés évoluer de façon modérée à l'exception des pompes à chaleur sont supposées être installées dans 10% des logements en 2030, des véhicules électriques qui équipent 10% des ménages et des panneaux PV qui couvrent 3 fois plus de toits qu'en 2013. Ce faisant, on peut en déduire une consommation réelle du secteur résidentiel en 2030. Celle-ci s'élève à 1795 GWh/an. Si l'on déduit de cette valeur, la production attendue des panneaux photovoltaïques, on trouve la consommation apparente (celle qui transitera sur le réseau BT) qui s'élève à 1598 GWh/an, en augmentation de 15% entre 2013 et 2030.

L'ensemble de ces hypothèses permet de reconstituer le tableau 13 ci-dessous.

Pour estimer le potentiel de déplacement de charge, nous avons supposé que tous les usages spécifiques de l'électricité se répartissaient de façon uniforme sur l'ensemble de l'année à l'exception de l'éclairage (60% en hiver, 30% en mi-saison et 10% en été) et des consommations électriques liées à des applications de chauffage (70% en hiver, 30% en mi-saison, 0% en été). De même, par hypothèse, nous avons supposé que seules certaines applications électriques étaient potentiellement déplaçables, à concurrence de 50%. Les hypothèses précises de déplacement de charge sont données au tableau 14.

CONSULTATIEVERSIE

		2013				2030					
Nombre de logements bruxellois		497600				525000					
Gain EE éclairage						0,8					
Gain EE appareil élec						0,1				DC	
Usage	Taux de pénétration	Nombre de logements	Q spec [kWh/an]	Conso régionale [GWh/an]		Taux de pénétration	Nombre de logements	Q spec [kWh/an]	Conso régionale [GWh/an]	Ecart % 2013 [GWh/an]	Déplacement ?
Réfrigérateurs	0,47	233872	270	63	Réfrigérateurs	0,5	262500	243	63,8	0,6	NON
Congélateurs	0,29	144304	355	51	Congélateurs	0,3	157500	320	50,3	-0,9	OUI
Combiné R+C	0,60	298560	355	106	Combiné R+C	0,6	315000	320	100,6	-5,3	NON
Lave-linge	0,78	388128	225	87	Lave-linge	0,8	420000	203	85,1	-2,3	OUI
Sèche-linge	0,36	179136	265	47	Sèche-linge	0,4	210000	239	50,1	2,6	OUI
Lave-vaisselle	0,40	199040	175	35	Lave-vaisselle	0,5	262500	158	41,3	6,5	OUI
Micro-ondes	0,79	393104	55	22	Micro-ondes	0,8	420000	50	20,8	-0,8	NON
Télévisions	0,90	447840	95	43	Télévisions	0,95	498750	86	42,6	0,1	NON
Ordinateurs	0,82	408032	95	39	Ordinateurs	0,95	498750	100	49,9	11,1	NON
Eclairage	1,00	497600	250	124	Eclairage	1	525000	50	26,3	-98,2	NON
Petit électro	1,00	497600	245	122	Petit électro	1	525000	250	131,3	9,3	NON
Circulateurs	0,81	401677	90	36	Circulateurs	0,9	472500	81	38,3	2,1	OUI
Veille	1,00	497600	135	67	Veille	1	525000	135	70,9	3,7	NON
Chauffage	0,06	28600	7157	205	Chauffage	0,06	28600	7000	200,2	-4,5	OUI
Chauffage appoint	0,33	165900	250	41	Chauffage appoint	0,33	173250	250	43,3	1,8	OUI
Cuisson	0,54	270900	500	135	Cuisson	0,6	315000	500	157,5	22,1	NON
ECS	0,18	90300	1880	170	ECS	0,2	105000	1880	197,4	27,6	OUI
PAC	0,001	580	5397	3	PAC	0,1	52500	5000	262,5	259,4	OUI
Froid				0	Froid	0,01	5250	1000	5,3	5,3	NON
Véhicule elec	0	0	3000	0	Véhicule elec	0,1	52500	3000	157,5	157,5	OUI
Panneaux PV	0,005	2656	-2164	-5,7	Panneaux PV	0,15	78750	-2500	-196,9	-191,1	
				1397,1					1794,8		
Total				1391					1598		
Evolution 2030/2013									1,15		



- **Tableau 13: Hypothèses d'évolution des consommations électriques entre 2013 et 2030 en Région de Bruxelles Capitale**

CONSULTATIEVERSIE

	Avant déplacement de charge	Après déplacement de charge
Congélateurs	La consommation est répartie de manière uniforme sur toute l'année	Nous déplaçons la consommation de pointe: 1/3 de cette consommation va en tarif 'heure creuse' et 2/3 en 'heure pleine', uniquement en hiver et entre-saisons
Lave-linge	La consommation est répartie de manière uniforme sur toute l'année	Nous déplaçons la consommation de jour (entre 10h-23h) pendant toute l'année en heure de talon
Sèche-linge	La consommation est répartie de manière uniforme sur toute l'année	Nous déplaçons la consommation de jour (entre 10h-23h) pendant toute l'année en heure de talon
Lave-vaisselle	La consommation est répartie de manière uniforme sur toute l'année	Nous déplaçons la consommation de jour (entre 10h-23h) pendant toute l'année en heure de talon
Chauffage	Par hypothèse, 80% de la consommation du chauffage électrique est du type 'à accumulation' qui fonctionne de manière uniforme entre 22 et 7 en hiver et entre-saisons	Plutôt que de fonctionner entre 22h et 7h, le chauffage "accumule" entre 1h et 10h
Chauffage appoint	Par hypothèse, le chauffage d'appoint fonctionne de manière uniforme entre 7 et 23 heures	la consommation entre 18h et 21h est déplacée entre 17h et 18h et entre 21h et 23h
ECS	La consommation est répartie de manière uniforme sur toute l'année	Nous déplaçons la consommation de pointe en hiver et entre-saisons: 1/3 de cette consommation va en tarif 'heure creuse' et 2/3 en 'heure pleine', uniquement en hiver et entre-saisons
PAC	La consommation est répartie de manière uniforme sur l'hiver et l'entre-saisons	Nous déplaçons la consommation de pointe: 1/3 de cette consommation va en tarif 'heure creuse' et 2/3 en 'heure pleine'
Véhicule elec	La consommation est répartie de manière uniforme sur toute l'année	Nous déplaçons 100% de la consommation dans le talon, toute l'année

- **Tableau 14: Hypothèses de déplacement de consommations électriques**
-

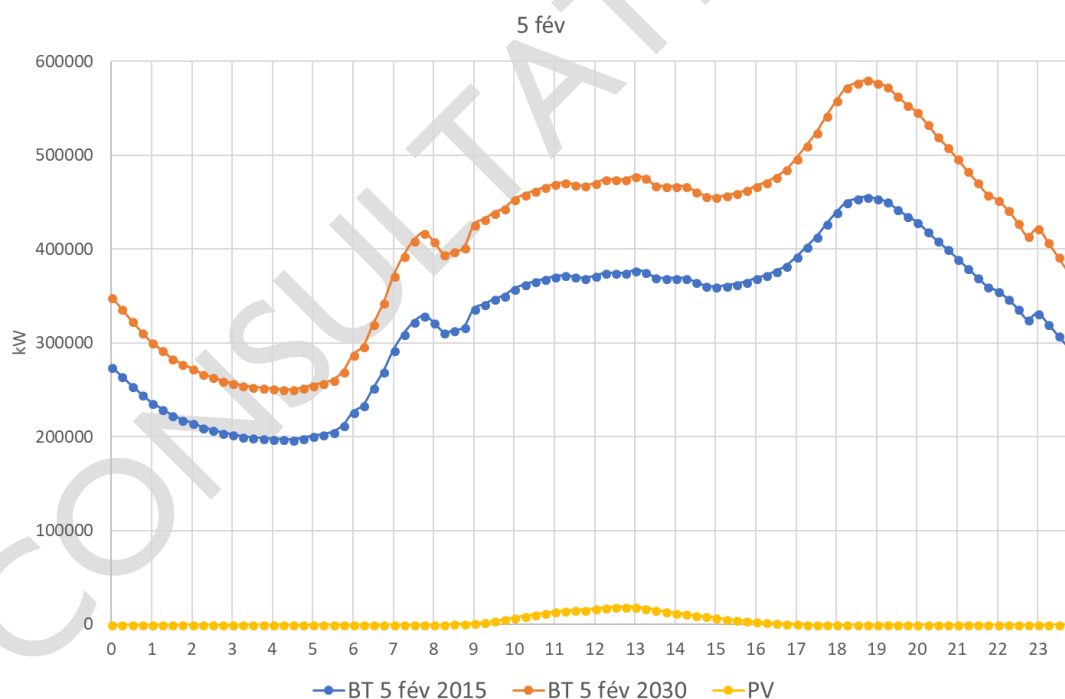
CONSULTATIEVERSIE

Les figure 21 et figure 22 ci-dessous donnent les courbes de charge (en 2015 et 2030) du jour où se produit la pointe maximale sur le réseau (5 février) avec et sans déplacement de charge.

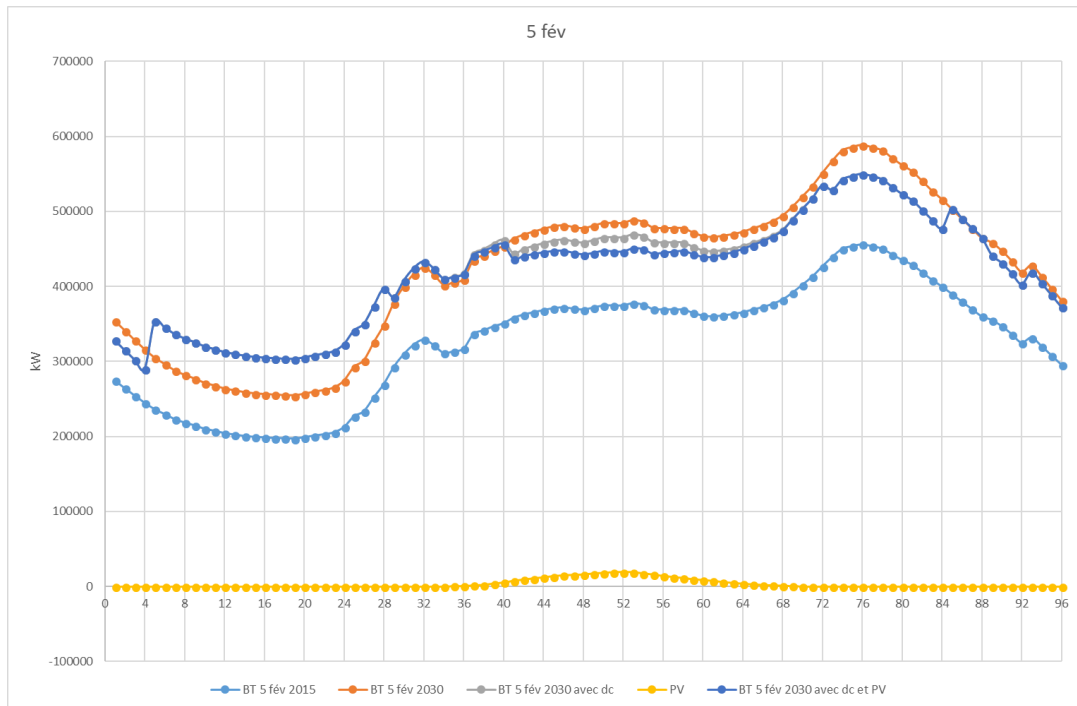
A la lecture de ces deux figures, on observe que :

- Sans déplacement de charge, la pointe annuelle est 28 % supérieure en 2030 par rapport à 2015 (courbe orange de la figure 21, à 19 heures) ;
- Avec déplacement de charge, la pointe annuelle diminue par rapport à celle constatée en 2015 (courbe bleue de la figure 22, à 19 heures) ;
- Par ailleurs, si l'on réduit, au moment de la pointe annuelle, la capacité disponible à la capacité minimale garantie souscrite par l'ensemble des URD, il est possible de réduire, complémentirement et selon nos hypothèses de calcul, la capacité totale du réseau de 15 %.

Dès lors, dans ces conditions et selon nos hypothèses, il serait possible de ne pas devoir renforcer la capacité globale du réseau en 2030, malgré une consommation réelle en augmentation de 28 %, en appliquant la structure tarifaire CRC 20/80. En effet, ce système tarifaire permet d'agir à la fois sur le déplacement de charge et sur la limitation de la puissance appelée au moment le plus critique pour le réseau.



▪ **Figure 21: Courbe de charge Sibelga BT 2015 et 2030 (pointe maximale)**



▪ **Figure 22: Courbe de charge BT 2015 et 2030 (avec déplacement de charge)**

CONSULTAIRE

18 Annexe 3 : La question du stockage par batteries sur le réseau BT

Les simulations relatives aux déplacements de charge électrique qui pourraient être générées par une structure tarifaire particulière (dans ce cas-ci, la structure tarifaire Capacity to Reduce Cost 20/80) n'ont pas intégré, dans un premier temps, le stockage d'électricité via les batteries stationnaires ni celles contenues dans les véhicules électriques.

Une des recommandations émises dans le cadre de la présente étude consiste justement à étudier le « business model » de ces deux applications possibles de stockage au moyen de batteries afin de connaître les conditions économiques pour assurer leur développement. L'impact de ces stockages spécifiques est susceptible, en effet, d'être très important. La présente annexe tentera de quantifier cet impact à l'horizon 2030, mais sans avoir pu vérifier la pertinence économique de ces applications.

Connaître l'impact potentiel de ces applications stockage sur le déplacement de charge électrique permettra de mieux évaluer l'intérêt éventuel de réaliser l'étude du « business model ». Mais surtout, ce déplacement de charge potentiel supplémentaire, même s'il ne devait intervenir que beaucoup plus tardivement (évolution technologique, absence de besoin immédiat pour un déplacement de charge supplémentaire), augmente l'intérêt de mettre en place durablement une structure tarifaire susceptible, le moment venu, de produire des effets supplémentaires. Car c'est sur base de la structure tarifaire qui sera mise en place que les acteurs de marché développeront leurs nouveaux produits et services. A beaucoup d'égards, les tarifs doivent donc précéder les équipements qui permettront à ces tarifs de produire les effets incitatifs escomptés.

Hypothèses pour le stockage par batteries stationnaires

Nous prendrons l'hypothèse que les prosumers s'équiperont de batteries stationnaires, puisque cette solution sera particulièrement indiquée pour augmenter l'autoconsommation instantanée dès lors que le principe de « compensation » sera supprimé (au moins pour les coûts de réseau).

Si l'on reprend les hypothèses de taux de pénétration des panneaux PV (cf. tableau 13), cela ferait donc, à l'horizon 2030, 78.750 installations permettant un stockage/déstockage journalier de 10kWh (production moyenne en été).

En période chaude, ce stockage permettra d'éviter d'injecter 10 kWh sur le réseau, et de les prélever sur la batterie pendant les heures pleines.

En période froide, les batteries seront chargées durant les heures talon. Cette électricité (10 kWh) sera consommée, en partie, pendant les heures de pointe et en partie pendant les heures pleines.

Hypothèses pour le stockage par batteries des VE

Les possesseurs des VE mettront à disposition 10 kWh d'électricité de leur batterie pour un stockage, journalier. Cela représentera entre 10 et 20% de la capacité totale de la batterie du véhicule. En réalité, tous les possesseurs de VE ne contribueront pas au stockage, mais d'autres y contribueront davantage. En conséquence, nous supposons que les 10 kWh par VE constituent donc une moyenne. Toujours, selon nos hypothèses du tableau 13 ci-dessus, le nombre de véhicules électriques présents en Région de Bruxelles Capitale en 2030 sera de 52 500.

Le gain financier représentera l'écart entre le tarif « heure talon » et « heure pleine » en été, et l'écart entre le tarif « heure talon » et la moyenne « heure de pointe et heure pleine » en hiver.

Calculs et résultats :

		nombre d'installations	Déplacement de charge journalier [MWh/jour/URD]	nombre de jours par an	Dépl. Charge théorique [MWh/an]	Dépl. Charge réaliste (50% des ménages) [MWh/an]	Delta prix [€/MWh]	Gain financier réaliste [€ HTVA/an]
Déplacement de charge par stockage stationnaire (2030)								
	période chaude	78.750	0,01	123	96.863	48.431	41,01	1.986.166
	période froide	78.750	0,01	242	190.575	95.288	51,26	4.884.437
	Total année			365	287.438	143.719		6.870.603
	Gain financier par installation (€/an/installation)							174
Déplacement de charge par stockage dans batteries de VE (2030)								
	période chaude	52.500	0,01	123	64.575	32.288	41,01	1.324.110
	période froide	52.500	0,01	242	127.050	63.525	51,26	3.256.292
	Total année			365	191.625	95.813		4.580.402
	Gain financier par installation (€/an/installation)							174
Total du déplacement de charge par stockage stationnaire et VE (2030)					479.063	239.531		11.451.005
Terme proportionnel CRC 20/80 (€/MWh HTVA)								
H pointe	82,01							
H pleine	61,51							
H creuse	41,01							
H talon	20,50							

Tableau 15: Estimation des charges déplaçables par utilisation de batteries et de VE

Analyse par clients types :

Trois clients types sont examinés. Il ne s'agit pas de clients représentatifs de la clientèle générale, mais bien de clients qui sont de nature à agir le plus efficacement dans le cadre de la transition énergétique. Ce sont donc les clients cibles de la tarification incitative.

Client A : 3.500 kWh/an, disposant de panneaux photovoltaïques et d'une batterie stationnaire ;

Client B : 7.500 kWh/an, disposant d'un VE ;

Client C : 7.500 kWh/an, disposant de PV, d'un VE et d'une batterie stationnaire.

L'utilisation des mêmes hypothèses décrites ci-dessus conduit aux résultats suivants (HTVA) :

Client A : gain maximum de 174 €/an pour autant qu'il ait une consommation suffisante en été (au moins 10 kWh), comparé au client qui ne dispose pas de stockage stationnaire

Client B : gain de 174 €/an, comparé au client qui ne dispose pas de stockage stationnaire et qui ne valorise pas son VE pour injecter du courant.

Client C : gain de 348 €/an puisqu'il peut utiliser sa batterie stationnaire et son VE pour déplacer des charges électriques.

Commentaires :

Le marché de la flexibilité à partir de batteries raccordées en BT représente un volume de 240 GWh et un montant financier de 11,5 M€ HTVA par an (14 M€ TVAC) à Bruxelles (voir tableau 15 ci-dessus). C'est de nature à intéresser les acteurs de marché. Il s'agit de volumes d'énergie et de montants financiers qui se rajoutent aux valeurs identifiées pour la flexibilité classique (déplacement de charge et accès flexible).

Au niveau du client qui souhaite utiliser des batteries pour le stockage, l'intérêt économique doit être vérifié. Il y a le coût de la batterie (un investissement de 5.000 € semble aujourd'hui nécessaire pour pouvoir offrir un stockage utile journalier de 10 kWh, qui doit être complété par l'achat d'un équipement de pilotage (+/- 1.000 €) de l'installation. Sans compter bien-sûr le coût des panneaux et de la VE mais qui, à priori, trouvent leur justification économique hors du stockage.

Avec les coûts du stockage actuels, l'investissement aurait un temps de retour supérieur à 15 ans (6000€ / 374€/an) dans le meilleur des cas, à savoir celui où l'URD s'est équipé d'une batterie stationnaire et qu'il dispose d'un véhicule électrique qu'il utilise également pour faire du stockage électrique. Notons toutefois que ce cas fait l'hypothèse que la batterie du VE est 'mise à disposition gratuitement' pour stocker de l'énergie électrique utilisée dans le ménage et que cette mise à disposition n'entame en rien la durée de vie de la batterie du VE ni les performances de ce dernier.

Bien entendu, les prix des batteries pourraient baisser significativement. En outre, l'équipement de pilotage pourrait se justifier dans la valorisation de la flexibilité classique (sans stockage, mais avec déplacement de charge et capacité flexible) et diminuer d'autant le coût dédié au stockage. Le recours au stockage, prometteur en termes de volume, interviendra probablement dans un deuxième temps. Mais il est intéressant de savoir que ce potentiel supplémentaire existe et qu'il est significatif.

19 Liste des abréviations utilisées

ACER : Agency for the Cooperation of Energy Regulators

AI : As Is

BRP : Balance Responsible Party, «également appelé ARP (Access Responsible Party) (voir <http://www.elia.be/en/products-and-services/balance>)

BT : Basse Tension

CEER : Council of European Energy Regulators

CF : Consommateur Final

CI : Compteur Intelligent (certains parlent de compteur communiquant)

CNG : Compressed Natural Gas

CPP : Critical Peak Pricing

CR : Cost Reflective

CRC : Capacity to Reduce Costs

CRE : Commission de Régulation de l'Energie

DR : Demand Response

DSM : Demand Side Management

EE : Efficacité Energétique

ESCO : Energy Service COmpany

E-SER : électricité issue de source d'énergie renouvelable

GRD : Gestionnaire de Réseaux de Distribution

GRT : Gestionnaire de Réseaux de Transport

HVAC : Heating Ventilation Air Conditioning

KPI : Key Performance Indicators

OSP : Obligations de Service Public

PAC : Pompe A Chaleur

PV : (panneaux) photovoltaïques

SLP : Standard Load Profile

URD : Utilisateur de Réseaux de Distribution

URE : Utilisation Rationnelle de l'Energie

VE : Véhicule Electrique

20 Références

- Borenstein, Severin. 2016. « The Economics of Fixed Cost Recovery by Utilities ». *The Electricity Journal*.
- Castaneda, Monica, Maritza Jimenez, Sebastian Zapata, Carlos Franco, et Isaac Dyer. 2017. « Myths and facts of the utility death spiral », *Energy Policy*, , juillet.
- CEER. 2017. « Electricity distribution network tariffs. CEER guidelines of good practice ». <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de-6950-f19873959413>.
- CRE. 2016. « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT ».
- CREG. 2003. « Etude (F) 030424-CDC-177 relative à l'évolution du prix de l'électricité pour les clients finals de 1999 à 2002 ».
- Gautier, Axel. 2015. « Repenser la tarification de l'énergie », *Reflets et perspectives de la vie économique*, .
- ICEDD. 2015. « Bilan énergétique 2013 de la Région de Bruxelles Capitale: Bilan du secteur résidentiel ».
- Nijhuis, M, M Gibsecu, et J.F.G. Cobben. 2017. « Analysis of reflectivity and predictability of electricity network tariff structures for household consumers », *Energy Policy*, , juillet.
- Passey, Robert, Haghdadi Navid, Anna Bruce, et Iain MacGill. 2017. « Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges ». *Energy Policy*.
- Schittekatte, Tim, Ilan Momber, et Leonardo Meeus. 2017. « Future-proof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back ». Robert Schuman Centre for advanced studies.
- SPF Economie, PME, Classes moyenne et Energie. 2008. *Arrêté royal relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité*.
- Tesla. 2018. « Tesla Powerwall ». 2018. <https://www.tesla.com/powerwall>.