

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

RAPPORT (BRUGEL-RAPPORT-2023|213-124bis)

Rapport de motivation et de positionnement

relatif à la mise en place de nouvelles méthodologies
tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de
distribution bruxellois d'électricité et de gaz pour la période
2025-2029

PARTIE 2 – Structure tarifaire

13/12/2023

Version pour consultation publique du 13/12/2023 au
31/01/2024.

SOMMAIRE

1.	Contexte et objectif du document.....	6
2.	Evolution des régimes de flux d'électricité induite par le développement des nouveaux usages de l'électricité	7
2.1.	Cas d'usage.....	7
2.2.	Perspectives de développement des nouveaux usages et évolution des régimes de flux d'électricité associés	10
2.2.1.	Electromobilité.....	10
2.2.2.	Electrification des besoins de chauffage / eau chaude sanitaire (ECS).....	18
2.2.3.	Dispositifs de stockage stationnaires.....	20
2.2.4.	Production décentralisée.....	21
2.2.5.	Partage d'énergie (autoconsommation collective, participation à une communauté d'énergie, peer-to-peer)	24
2.2.6.	Impact combiné des nouveaux usages	25
3.	Possibilités et limites de la tarification évoluée.....	28
3.1.	Enjeux de la tarification évoluée	28
3.2.	Potentiel d'optimisation des flux et limites de la tarification évoluée.....	28
3.3.	Nouvelles structures tarifaires évoluées en Belgique	30
3.3.1.	Tarifification de la distribution d'électricité en basse tension en Région flamande.....	30
3.3.2.	Tarifification de la distribution d'électricité en basse tension en Région wallonne.....	33
3.3.3.	Comparaison et évaluation qualitative des futures tarifications en Région flamande et wallonne	36
3.4.	Exemples de structures tarifaires évoluées implémentée en Europe dans des pays ayant généralisé le compteur intelligent.....	40
3.4.1.	Tarifification de l'utilisation du réseau de distribution d'électricité en France.....	40
3.4.2.	Tarifification de l'utilisation du réseau de distribution d'électricité en Espagne	43
4.	Sélection des structures tarifaires évoluées à évaluer en détail	46
4.1.	Ensemble des structures tarifaires considérées	46
4.2.	Description des structures tarifaires analysées	49
4.2.1.	Points préliminaires relatifs aux plages de différenciation temporelles et à la structure tarifaire applicable aux URD ayant une puissance de raccordement ≥ 56 kVA	49
4.2.2.	Structure tarifaire de type puissance mesurée, avec différenciation temporelle (structure tarifaire IB).....	50
4.2.3.	Structures tarifaires de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle (structures tarifaires 2A et 2B)	52
5.	Evaluation détaillée des structures tarifaires sélectionnées.....	56
5.1.	Critères d'évaluations.....	56
5.2.	Evaluation.....	58
5.2.1.	Structure tarifaire de type puissance mesurée avec différenciation temporelle (IB).....	58
5.2.2.	Structure tarifaire de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle avec, et sans différenciation saisonnière (2A et 2B)	62
5.3.	Synthèse des résultats et recommandations.....	67

6.	Analyse de la tarification actuelle de la distribution d'électricité en basse tension en RBC : forces et faiblesses.....	72
6.1.	Tarification en vigueur (2020-2024).....	72
6.2.	Forces et faiblesses de la tarification en vigueur.....	73
6.2.1.	Tarifs non-périodiques.....	73
6.2.2.	Tarifs périodiques.....	74
7.	Orientations proposées pour l'évolution de tarification de la distribution d'électricité en basse tension.....	79
7.1.	Introduction d'une tarification évoluée s'appuyant sur les compteurs intelligents et tarification applicable aux URD disposant d'un compteur intelligent sans avoir donné leur consentement pour la collecte de données personnelles et aux URD disposant d'un compteur classique.....	79
7.1.1.	Tarification évoluée.....	79
7.1.2.	Tarification applicable aux URD équipés d'un compteur intelligent n'ayant pas donné leur consentement pour la collecte de données personnelles et aux URD disposant d'un compteur classique.....	83
7.1.3.	Positionnement prix de la tarification évoluée.....	85
7.1.4.	Calendrier d'introduction de la tarification cible.....	85
7.1.5.	Gestion de la période transitoire (du 1 ^{er} janvier 2025 jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la tarification évoluée).....	86
7.1.6.	Tarifs non-périodiques relatifs aux raccordements.....	92
8.	Orientations proposées pour l'évolution de tarification de la distribution de gaz.....	95
9.	Synthèse des évolutions proposées.....	96

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1. Estimation du nombre de véhicules électriques sur la période 2024-2030 en RBC (VP et VUL, BEV et PHEV) dans les scénarios ELIA 2021	12
Tableau 2. Synthèse de l'impact des différentes hypothèses en 2030 sur la pointe synchrone du réseau SIBELGA.....	16
Tableau 3. Nombre de pompes à chaleur sur la période 2024-2030, scénarios ELIA.....	18
Tableau 4. Objectif de développement de la production d'électricité d'origine photovoltaïque en RBC	21
Tableau 5. Evolution des puissances photovoltaïques installées en région de Bruxelles-Capitale sur la période 2017-2020.....	22
Tableau 6. Synthèse de l'impact combiné des VE et de l'électrification des besoins de chauffage en 2030 sur la pointe synchrone du réseau SIBELGA.....	26
Tableau 7. Forme des grilles tarifaires par domaine de tension	42
Tableau 8. Périodes horaires proposées aux clients résidentiels en Espagne depuis le 1 ^{er} juin 2021 ..	44
Tableau 9. Tarifs de distribution applicables au 1 ^{er} juin 2021 en Espagne.....	44
Tableau 10. Liste des 5 structures tarifaires évoluées considérées dans le cadre des travaux de la première partie de la phase 2 du module I	46
Tableau 11. Tarif d'utilisation du réseau pour la structure tarifaire 1B (URD avec une puissance de raccordement < 56 kVA, avec compteur communicant).....	52
Tableau 12. Tarif d'utilisation du réseau pour la structure tarifaire 2A pour les clients BT avec une puissance de raccordement < 56 kVA avec compteur communicant.....	54
Tableau 13. Tarif d'utilisation du réseau pour la structure tarifaire 2B pour les clients BT avec une puissance de raccordement < 56 kVA avec compteur communicant.....	55
Tableau 14. Evaluation des 17 critères pour les structures tarifaires sélectionnées	70

INDEX DES FIGURES

Figure 1. Profil de recharge « naturel »	14
Figure 2. Evolution de la charge BT de Sibelga un jour de semaine (jeudi).....	14
Figure 3. Profil de recharge « optimisé »	15
Figure 4. Saisonnalité de la consommation moyenne estimée des pompes à chaleur en 2030, en Belgique	20
Figure 5. Profil de production solaire en Belgique le 1 ^{er} juillet 2022	23
Figure 6. Productivité mensuelle moyenne des installations photovoltaïques en Belgique pour l'année 2020.....	23
Figure 7. Courbe de charge du réseau global de Sibelga (Infeed) et par catégories de clients lors de la journée où la pointe 2022 du réseau global a été atteinte (hiver, mercredi 26/01/2022, 730 MW)....	48
Figure 8. Courbe de charge du réseau global de Sibelga (Infeed) et par catégories de clients lors de la journée où la pointe 2022 hors hiver du réseau global a été atteinte (jeudi 19/05/2022, 717 MW) ...	48
Figure 9. Evaluation détaillée de la structure tarifaire 1B (de type puissance mesurée avec différenciation temporelle).....	62
Figure 10. Evaluation détaillée des structures tarifaires 2A et 2B (de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle, avec et sans différenciation saisonnière)	67

Figure 11. Evaluation détaillée des structures tarifaires IB (de type puissance mesurée avec différenciation temporelle), 2A et 2B (de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle, avec et sans différenciation saisonnière)..... 69

GLOSSAIRE

BEV	Battery Electric Vehicle
BT	Basse tension
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
MT	Moyenne tension
PAC	Pompe à chaleur
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
URD	Utilisateur du réseau de distribution
VE	Véhicule électrique
VP	Véhicule privé / Véhicule particulier
VUL	Véhicule utilitaire léger (<=3,5 t)

I. Contexte et objectif du document

BRUGEL vise à développer pour la prochaine période de régulation (2025-2029) un cadre réglementaire permettant la fixation des tarifs par le GRD Sibelga afin de couvrir de façon optimale les coûts utiles de celui-ci dans le cadre de l'exercice de ses missions légales et dans l'intérêt de la collectivité.

Dans le cadre de la préparation et de l'établissement des méthodologies tarifaires 2025-2029, BRUGEL est amenée à motiver la fixation de la structure tarifaire à appliquer pendant la période 2025-2029. Il est à noter que les méthodologies applicables à la période 2020-2024 ont apporté plusieurs modifications et simplifications aux grilles tarifaires applicables pour les utilisateurs du réseau de distribution. Cependant, les tarifs de distribution périodiques en application ne dépendent par exemple pas de l'usage qui est fait de l'énergie distribuée. Or, l'adoption de nouveaux usages électriques est susceptible de modifier et/ou d'accroître significativement la consommation d'électricité (ainsi que la pointe), singulièrement pour les utilisateurs basse tension. **Pour BRUGEL, l'un des principaux enjeux actuels de la structure tarifaire est d'identifier** la meilleure manière d'intégrer tous les utilisateurs du réseau de distribution à la transition énergétique en cours, via des tarifs adaptés et incitatifs.

C'est dans ce contexte que BRUGEL a lancé un marché et mandaté le cabinet Schwartz and Co pour une mission de conseil portant sur l'étude de l'impact (principalement économique, mais aussi social, environnemental...) de la mise en place de structure(s) tarifaire(s) différente(s) de ce qui est en application actuellement en Région bruxelloise. L'objectif est d'étudier et de définir la structure tarifaire (tarifs périodiques et tarifs de raccordement) à appliquer pendant la période 2025-2029 et de formuler des recommandations pour les périodes tarifaires suivantes.

Cette étude est divisée en trois modules :

- Le premier module concerne les « nouveaux usages » (module 1).
- Le deuxième module concerne une étude coûts/bénéfices du partage d'énergie (module 2).
- Le troisième module concerne les usages dits « conventionnels » et les conclusions de l'étude (module 3).

Les analyses et résultats du deuxième module ont été documentés dans un rapport final qui a été soumis à consultation par BRUGEL.

Le présent document constitue le rapport de positionnement et de motivation relatif aux structures tarifaires applicables pour l'usage du réseau de distribution bruxellois d'électricité pour la période 2025-2029.

Ce rapport consolide les analyses et résultats des modules 1 et 3 de l'étude, en prenant en compte pour le partage d'énergie les résultats de l'étude coûts-avantages du module 2.

2. Evolution des régimes de flux d'électricité induite par le développement des nouveaux usages de l'électricité

2.1. Cas d'usage

Les nouveaux usages de l'électricité objet de l'étude sont décomposés en cinq catégories :

- l'électromobilité ;
- l'électrification des besoins de chauffage et de l'eau chaude sanitaire ;
- les dispositifs de stockage stationnaires ;
- la production décentralisée ;
- le partage d'énergie.

Electromobilité :

Le développement de l'électromobilité, c'est-à-dire du parc de véhicules électriques, conduit à de nouveaux flux de prélèvement d'électricité sur le réseau pour la recharge de ces véhicules. Ces flux vont dépendre du parc de véhicules électriques et du type de recharge de ceux-ci.

Le parc de véhicules électriques se décompose comme suit (classification Statbel) :

- Les **véhicules privés** (ou véhicules particuliers), **VP** en abrégé : il s'agit de voitures appartenant à des personnes privées ou morales. Les VP électriques sont de deux types : les véhicules 100% électriques à batterie (BEV) et les véhicules hybrides rechargeables (PHEV) :
 - Les BEV disposent aujourd'hui de batteries de capacité comprise entre 40 kWh et 60 kWh pour les véhicules d'entrée et moyenne gamme, et entre 75 et 110 kWh pour les véhicules haut de gamme à grande autonomie. Ces véhicules ont tous aujourd'hui des autonomies comprises au minimum entre 300 et 400 km en usage mixte, pouvant aller jusqu'à plus de 600 km pour le haut de gamme. Ceci signifie que par rapport à une utilisation moyenne (20 km parcourus par jour en moyenne en Belgique pour se rendre à son travail¹), les BEV privés n'ont besoin de recharge publique que rarement pour de longs trajets, de type recharge rapide (50 kW DC²) ou préférentiellement ultra-rapide (150 à 350 kW DC). Pour les particuliers, plus de 95 % des recharges de BEV sont effectuées au domicile (la recharge à domicile est de loin moins chère que la recharge sur une borne publique et le domicile est le lieu de recharge le plus adapté et naturel pour un utilisateur). Etant donné l'usage moyen, la recharge à domicile, nécessite une borne de charge AC d'une puissance comprise entre 3,7 et 7,4 kW (charge lente/normale), une borne de 11 kW n'étant absolument pas indispensable, et

¹ Source : Chiffres clés de la mobilité en Belgique, SPF Mobilité et Transports (novembre 2021)
https://mobilit.belgium.be/sites/default/files/documents/publications/2023/Chiffres_Cles_Mobilite_Belgique.pdf

² DC : à courant continu

une borne accélérée encore moins (seule la Zoe charge à 22 kW AC³, la plupart des VE ont des chargeurs AC de puissance max comprise entre 7 et 11 kW).

- Les PHEV ont une double motorisation thermique et électrique leur permettant une autonomie en 100 % électrique d'environ 50 km grâce à une batterie d'une capacité de l'ordre de 10 kWh. Ces véhicules nécessitent un point de charge lente au domicile (3,7 kW typiquement) toute puissance supérieure étant clairement superflue. Etant donnée leur faible autonomie, les PHEV sont des utilisateurs plus fréquents des bornes de charge publiques AC que les BEV⁴. Les PHEV ne représentent qu'une technologie de transition qui est amenée à disparaître à la vente d'ici 2035 avec l'interdiction à la vente des véhicules thermiques, et probablement avant, plusieurs constructeurs ayant déjà décidé de ne pas renouveler leur gamme PHEV. En Belgique le parc de PHEV est cependant plus important que le parc de BEV, mais les avantages fiscaux pour ce type de véhicules disparaîtront d'ici 2028.

Les VP représentent la masse du parc de véhicules en Belgique comme dans tous les pays. Au 1^{er} août 2022 on dénombrait 5 947 479 VP en Belgique (soit 76,2 % du parc total de véhicules qui se monte à 7 7796 877 unités en circulation) dont 488 717 VP en RBC soit 8,2 % du parc national (source : Statbel). Sur ces 5,95 millions de VP, 71 651 étaient des BEV (1,2 % du parc), soit environ 5 900 en RBC. Fin 2021 on dénombrait 117 857 PHEV (source : FEBIAC), soit environ 10 000 en RBC.

- Les autocars et bus : on dénombrait 122 bus électriques en Belgique au 1^{er} août 2022 (source : Statbel). Ces bus se rechargent sur des bornes à haute puissance dédiées et raccordée normalement au réseau MT. Ces véhicules sont hors du champ de la présente étude sur la tarification du réseau qui est axée sur la BT.
- Les camions, camionnettes et camions citernes : l'électrification de ces véhicules portent aujourd'hui essentiellement sur les camionnettes ou véhicules utilitaires légers, qui sont du même type que les VP. On dénombrait 3 148 véhicules 100 % électriques de ce type en Belgique au 1^{er} août 2022 sur un parc total de 958 553 (0,3 %), essentiellement des VUL. L'électrification des camions devrait également se développer mais à un terme encore assez incertain, avec une concurrence importante de l'hydrogène sur les camions lourds. L'électrification des camions lourds nécessitera la mise en place d'infrastructure de charge à très haute puissance (typiquement 1,2 MW par point de charge) raccordée au minimum au réseau moyenne tension. Ces véhicules sont hors du champ de la présente étude sur la tarification du réseau qui est axée sur la BT.
- Les tracteurs, véhicules spéciaux et motocyclettes, qui représentent des enjeux marginaux dans le cadre de la présente étude.

Les enjeux clés dans le cadre de la présente étude sur la tarification du réseau portent donc sur la recharge des VP et à la marge des VUL.

³ AC : à courant alternatif

⁴ Ce phénomène est observé en particulier sur l'infrastructure publique de charge du Luxembourg, qui couvre l'ensemble du territoire de ce pays avec 1600 points de charge AC 22 kW

Dans le cadre de l'étude, nous distinguons les cas d'usage suivants pour l'électromobilité :

- recharge dans les maisons unifamiliales : il s'agit de recharge privée au domicile, sur des bornes AC, d'une puissance typique comprise entre 3,7 et 7,4 kW ; un des enjeux de la tarification du réseau est d'éviter la prolifération de bornes privées de puissance au-delà de cette gamme de puissance ;
- recharge dans les immeubles de logement, via l'alimentation des communs : il s'agit également de recharge privée au domicile, sur des bornes AC, d'une puissance typique comprise entre 3,7 et 7,4 kW ;
- recharge en voiries publiques : il s'agit de recharge publique sur des bornes AC jusqu'à 22 kW (charge normale et accélérée), le cas échéant de la recharge rapide DC 50 kW.

La recharge ultra-rapide à partir de 150 kW concerne avant tout les stations d'autoroute et nécessite dans tous les cas un raccordement au réseau MT. Elle nécessite la mise à disposition de la puissance requise par les bornes à tout moment. Nous ne la traitons donc pas dans le cadre de cette étude sur la tarification.

Electrification des besoins de chauffage et de l'eau chaude sanitaire :

L'électrification de ces besoins consiste essentiellement à remplacer le chauffage et la production d'ECS au gaz par l'électricité à travers l'installation de pompes à chaleurs (PAC) ou de boilers électriques pour l'ECS. L'électrification de ces besoins est actuellement peu développée en région de Bruxelles-Capitale, et plus généralement en Belgique, aussi bien dans le secteur résidentiel que dans le secteur tertiaire. ELIA illustre ce constat en estimant à 0,7 % le taux de pénétration des installations de pompes à chaleur en Belgique en 2020⁵.

Dans le cadre de l'étude, nous distinguons les cas d'usage suivants :

- l'électrification des besoins de chauffage et ECS en maison unifamiliale (PAC et boilers électriques) ;
- l'électrification des besoins de chauffage et ECS des immeubles de logement (PAC et boilers électriques) ;
- l'électrification des besoins de chauffage et ECS de la clientèle professionnelle BT.

Dispositifs de stockage stationnaires :

Le développement des dispositifs de stockage stationnaires est aussi stimulé par l'augmentation du nombre de prosumers présents en région de Bruxelles-Capitale. En effet, l'utilisation de batteries permet de maximiser le potentiel d'autoconsommation de ces acteurs. Il s'agit plus particulièrement de consommateurs particuliers, ou de professionnels. De plus, le développement de la mobilité électrique amène aussi l'émergence d'un nouveau cas d'usage à moyen terme (2030+) : le « vehicle-to-grid », avec un flux bidirectionnel d'électricité entre la batterie du véhicule et le réseau. Peu d'applications sont pour le moment développées mais ce cas d'usage concerne une nouvelle fois aussi bien les consommateurs individuels que professionnels. Dans le cadre de projet de production d'énergie en communauté, le développement de systèmes de stockage collectif sur le réseau basse-tension est aussi à considérer.

Dans le cadre de l'étude, nous distinguons donc les cas d'usage suivants :

- les systèmes en aval d'un raccordement basse tension individuel (maison unifamiliale, appartement, petit professionnel) ;
- les systèmes au sein d'un immeuble collectif de logement, raccordé via l'alimentation commune ;

⁵ Source : Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032, ELIA

- les systèmes à usage collectif sur le réseau basse tension à l'échelle d'un quartier (communauté) ;

Nous jugeons les systèmes alimentés au départ de raccordements haute/moyenne tension comme non pertinents dans le cadre de la présente étude.

Production décentralisée :

Le plan énergie climat 2030 de la région de Bruxelles-Capitale soutient fortement le développement des moyens de production d'énergie renouvelable, avec principalement le développement de moyens de production d'électricité photovoltaïque. La région souhaite donc atteindre 470 GWh de production décentralisée annuelle d'électricité et de chaleur d'ici à 2030 dont 185 GWh de production d'électricité d'origine photovoltaïque. Ces ambitions vont se traduire par le développement :

- d'unités de production raccordées en basse tension ;
- d'unités de production raccordées au réseau haute/moyenne tension.

Dans le cadre de l'étude, nous nous focalisons sur le cas d'usage des unités de production raccordées en basse tension.

Partage d'énergie :

Depuis 2020, 5 projets pilotes de partage d'énergie se sont développés en région de Bruxelles-Capitale. Les projets de partage d'énergie peuvent être de différents types : le partage de pair à pair, le partage dans un même bâtiment ou bien le partage au sein d'une communauté d'énergie. Les participants ont une facture pour l'électricité partagée composée d'une part de la part électricité, à un prix convenu entre les participants au projet, et une partie réseau. Pour cela 4 types de projet sont distingués par Sibelga pour déterminer les tarifs de distribution applicables : dans le même immeuble (type A), sous la même cabine réseau MT/BT (type B), au-delà de la même cabine réseau MT/BT et sous le même poste de fourniture Elia (type C) ou au-delà du poste de fourniture d'Elia (type D). Ces projets sont amenés à favoriser le développement de moyens de production d'électricité renouvelable localement ainsi que la consommation locale de l'énergie partagée.

Compte-tenu des éléments décrits ci-dessus, nous distinguons les sous-catégories suivantes pour ce cas d'usage dans le cadre de la présente étude :

- prosumers et flexibilité de la demande locale ;
- communautés limitées à un seul raccordement (immeuble de logement) ;
- pair à pair ;
- communautés alimentées ou non par le même réseau basse tension.

2.2. Perspectives de développement des nouveaux usages et évolution des régimes de flux d'électricité associés

2.2.1. Electromobilité

Perspectives de développement :

Dans le cadre de l'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région de Bruxelles-Capitale réalisée en 2018 (BRUGEL-ETUDE-20180619-26), la trajectoire de développement des véhicules électriques définit une cible de 52 500 véhicules atteinte en 2030.

Nous avons révisé cette cible de développement à la lumière d'études récentes, d'une part la dernière étude d'ELIA de 2021 (« Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032 »), d'autre part le Delivery Plan relatif à la stratégie de déploiement des infrastructures de recharge dans la région de Bruxelles-Capitale qui est en cours de finalisation.

Nous obtenons des perspectives de développement fortement à la hausse en prenant en compte l'étude d'ELIA publiée en juin 2021, intitulée « Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032 », qui s'appuie pour la partie mobilité électrique sur les hypothèses de son étude « Accelerating to net zero : redefining energy and mobility » de novembre 2020.

Le tableau suivant présente les trajectoires de véhicules électriques retenues par ELIA dans ses scénarios « Central », « WAM » (with additional measures, scénario haut) et « WEM » (with existing measures, scénario bas), pour l'ensemble de la Belgique ainsi que leurs extrapolations que nous avons calculés pour la région de Bruxelles-Capitale. L'extrapolation des trajectoires est réalisée sur la base du pourcentage représenté par le parc de véhicules privés dans la région de Bruxelles-Capitale par rapport au parc total en Belgique (8,2 %)⁶ :

⁶ Source : Statbel, au 1^{er} août 2022

Tableau 1. Estimation du nombre de véhicules électriques sur la période 2024-2030 en RBC (VP et VUL, BEV et PHEV) dans les scénarios ELIA 2021

Scénario	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Périmètre : Belgique							
ELIA adequacy 2021 – Central	180 000	200 000	500 000	700 000	1 000 000	1 200 000	~1 425 000
ELIA adequacy 2021 – WAM	~600 000	~700 000	~850 000	~1 000 000	1 150 000	1 300 000	~1 425 000
ELIA adequacy 2021 – WEM	180 000	200 000	300 000	~380 000	~410 000	500 000	~590 000
Périmètre : Bruxelles-Capitale							
ELIA adequacy 2021 – Central Extrapolation RBC	14 760	16 400	41 000	57 400	82 000	98 400	116 850
ELIA adequacy 2021 – WAM Extrapolation RBC	49 200	57 400	69 700	82 000	94 300	106 600	116 850
ELIA adequacy 2021 – WEM Extrapolation RBC	14 760	16 400	24 600	31 160	33 620	41 000	48 380

Par rapport à l'étude réalisée par Brugel en 2018, on obtient donc dans les scénarios central et WAM d'ELIA un doublement du nombre de véhicules électriques en 2030 à environ 117 000 unités. Dans le scénario WEM (scénario bas), le nombre de véhicules électriques en 2030 est légèrement inférieur à celui de l'étude de 2018.

En outre, la Vision sur le déploiement d'une infrastructure de recharge pour véhicules électriques⁷ estime à 22 000 le nombre de points de recharge accessibles au public nécessaires pour un parc de véhicules électriques bruxellois en 2035 (parc de 400 000 véhicules).

⁷ Source : Bruxelles environnement (juin 2020),

https://environnement.brussels/sites/default/files/user_files/note_vision_regionale_bornes_fr.pdf

Le Delivery Plan relatif à la stratégie de déploiement des infrastructures de recharge dans la région de Bruxelles-Capitale est actuellement en cours de finalisation. Les informations disponibles dans la version actuelle indiquent un développement très ambitieux des véhicules électriques dans la région avec un parc de 245 715 véhicules électriques en 2030 composé de :

- 143 696 véhicules privés (hors PHEV) ;
- 37 875 véhicules de société (hors PHEV);
- 5 045 véhicules de type PHEV ;
- 2 749 taxis ;
- 1 898 véhicules partagés ;
- 54 452 camionnettes de livraison.

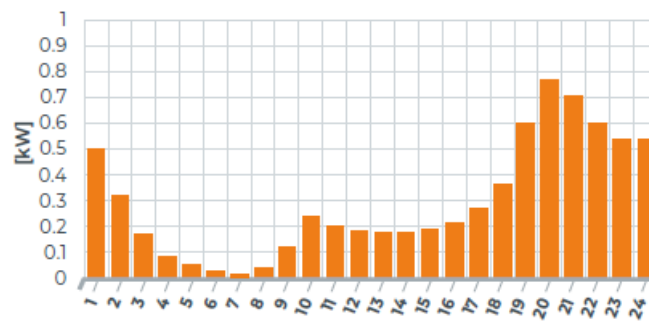
De plus, le rapport estime à 113 468 le nombre de véhicules électriques des navetteurs actifs dans la région en 2030. Le profil de recharge des véhicules des navetteurs est à distinguer de celui des autres véhicules : en effet une part importante de ces véhicules électriques seront rechargées au domicile des navetteurs, donc hors de la RBC (les BEV disposent d'une autonomie importante ne nécessitant pas de recharge pour retourner au domicile à l'issue de la journée de travail), tandis que l'autre part (principalement des PHEV qui disposent d'une autonomie d'une cinquantaine de kilomètres en tout électrique), se rechargeront sur le lieu de travail ou à proximité, donc en RBC, mais au cours de la journée, donc sans impact sur la pointe du réseau qui a lieu entre 19h et 20h en hiver.

En conclusion, ces deux études montrent une perspective de forte accélération du développement des véhicules électriques d'ici 2030, avec une cible comprise entre 116 850 véhicules électriques (étude ELIA) et 245 715 (Delivery Plan) en 2030 en RBC.

Evolution des régimes de flux d'électricité associés :

L'impact de la recharge des véhicules électriques sur les flux d'électricité associés dépend des profils de charge qui seront en pratique observés. L'impact essentiel sur le réseau est l'augmentation de la pointe synchrone du réseau BT (et de la pointe synchrone en aval de chaque cabine MT-BT) du fait de la recharge à domicile. De manière naturelle, la recharge des véhicules est réalisée plutôt en début de soirée au domicile des utilisateurs à l'issue de la journée de travail (pour un BEV, le rechargement n'a pas lieu tous les jours du fait de la taille de la batterie et de la faible distance moyenne parcourue par jour), alors que les rechargements en journée (par exemple sur le lieu de travail) sont moins développés et non indispensables du point de vue des utilisateurs de BEV qui disposent d'une bonne autonomie ne nécessitant pas la recharge sur le lieu de travail. ELIA a établi dans son étude de 2021 un profil moyen par VE de consommation pour la recharge dit « profil naturel » avec une pointe atteinte à 20h (cf. Figure I. Profil de recharge « naturel»). e

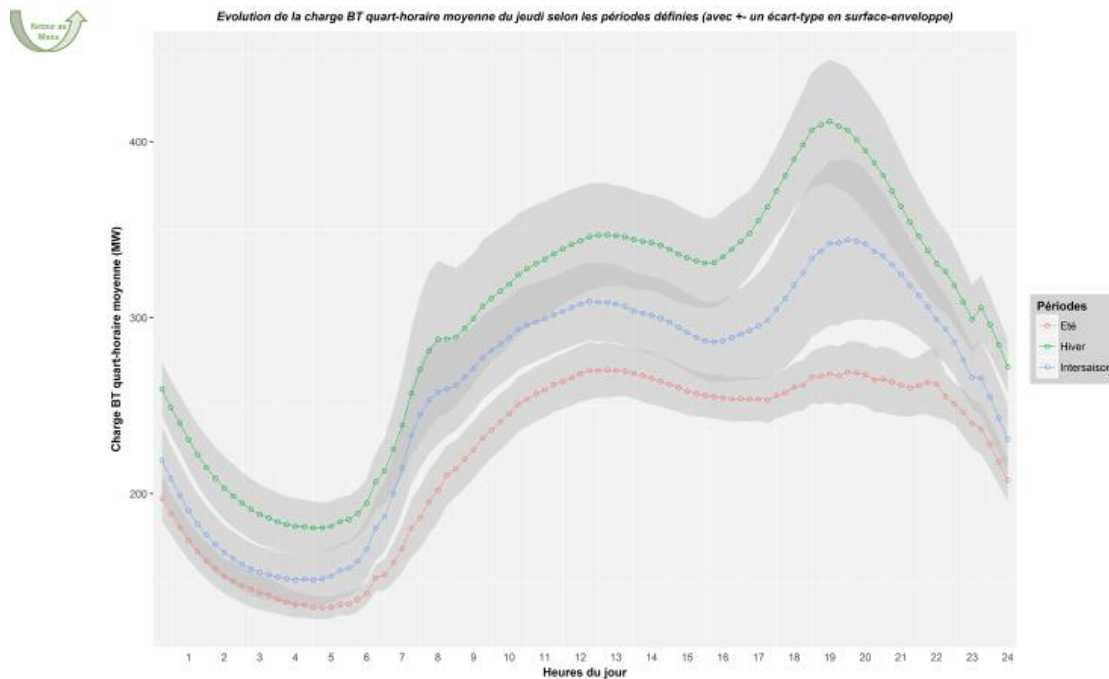
Figure 1. Profil de recharge « naturel »



Source : ELIA, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032

Un tel profil de charge a un impact considérable sur le réseau BT puisque la pointe du profil correspond aussi à la pointe synchrone du réseau BT de Sibelga (entre 19h et 20h). Le développement des véhicules électriques avec une recharge basée sur un profil naturel va significativement contribuer à augmenter la pointe de charge synchrone du réseau BT. On note ici une contribution à la pointe synchrone de la charge naturelle d'environ 0,8 kW/VE sur la base des hypothèses d'ELIA.

Figure 2. Evolution de la charge BT de Sibelga un jour de semaine (jeudi)

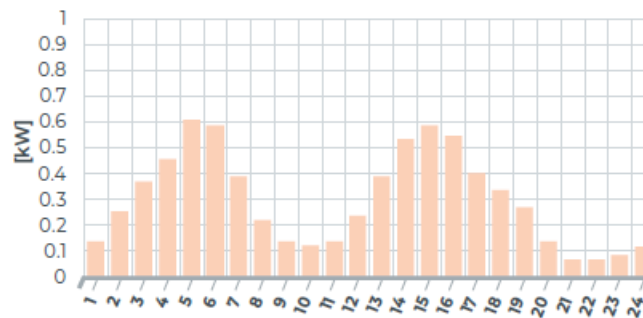


Source : BRUGEL, étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région de Bruxelles-Capitale

Il est important de noter qu'ELIA considère que cet impact sur la pointe du réseau peut être réduit significativement en décalant en journée et la nuit les recharges de véhicules grâce des mesures dites

smart charging (comme des signaux tarifaires adaptés). Avec de telles mesures, ELIA prévoit que l'impact de la recharge des véhicules électriques à la pointe sera alors d'environ 0,3 kW par VE (voir le profil de recharge moyen « optimisé » ci-dessous). Dans le scénario central de son étude adequacy, ELIA fait l'hypothèse que la recharge optimisée grâce au smart charging sera utilisée en moyenne par 32 % des véhicules électriques en 2028 et 50 % à partir de 2030. C'est tout l'enjeu de la future tarification évoluée de Sibelga pour modérer l'augmentation de la pointe due à la recharge des véhicules électriques.

Figure 3. Profil de recharge « optimisé »



Source : ELIA, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032

À noter que dans son plan d'investissements 2023-2032⁸, Fluvius estime que l'impact de la recharge électrique sur le réseau BT sera le plus important entre 17h et 20h et la recharge des VE va donc impacter la pointe du soir observée sur son réseau. En outre, Fluvius estime que la contribution à la pointe synchrone du réseau de la recharge d'un véhicule électrique est en moyenne de 4,5 kW / VE. En effet, Fluvius estime que la puissance moyenne de la recharge d'un VE est de 7,5 kW auquel est appliqué un coefficient de simultanéité de 60 % lors de la pointe du réseau le soir. Le résultat obtenu par Fluvius est plus de 5 fois supérieur à celui obtenu par Elia dans le cadre d'un profil de recharge « naturel ». La vision de Fluvius nous paraît excessive, d'autant plus que la puissance moyenne de recharge retenue est de 7,5 kW soit supérieure à la puissance des bornes de recharge adaptée à la recharge typique d'un véhicule privé comprise entre 3,7 kW à 7,4 kW.

Réalisée en 2019, l'étude Synergrid soulève l'importance du profil de recharge pour évaluer l'impact de la recharge d'un VE sur la pointe de charge. L'étude estime que la contribution à la pointe synchrone du réseau de la recharge d'un véhicule électrique est en moyenne de 1,62 kW / VE dans le cadre de son scénario HIGH (qui fait notamment l'hypothèse d'une recharge à 6 kW en moyenne) et de 0,5 kW / VE pour son scénario LOW (qui fait notamment l'hypothèse d'une recharge à 4 kW en moyenne). Les résultats de cette étude indiquent une contribution à la pointe qui se situe entre les estimations réalisées par Fluvius et Elia pour le scénario HIGH, et proche d'ELIA pour le scénario LOW. L'étude de Synergrid a été mise à jour en 2022 et il sera intéressant de comparer les valeurs du rapport de 2019 aux dernières données disponibles.

⁸ Investeringsplan 2023-2032, Fluvius (8 juin 2022) <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-06/investeringsplan-2023-2032.pdf>

Sur base de ces éléments, il convient de prêter une attention particulière au développement de ce cas d'usage qui impactera de façon très importante le réseau BT de Sibelga au travers de son développement rapide d'ici à 2030.

Tableau 2. Synthèse de l'impact des différentes hypothèses en 2030 sur la pointe synchrone du réseau SIBELGA

Sources	Nombre de VE en 2030	Contribution moyenne à la pointe par VE (en kW)	Impact sur la pointe synchrone du réseau de Sibelga (en MW)
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : ELIA (profil de recharge optimisé)	116 850	0,3	+35,1
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : ELIA (profil de recharge naturel)	116 850	0,8	+93,5
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : Fluvius	116 850	4,5	+525,8
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : Synergrid (LOW)	116 850	0,5	+58,4
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : Synergrid (HIGH)	116 850	1,62	+189,3
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par	245 715	0,3	+73,7

VE : ELIA (profil de recharge optimisé)			
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : ELIA (profil de recharge naturel)	245 715	0,8	+196,6
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : Fluvius	245 715	4,5	+1105,7
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : Synergrid (LOW)	245 715	0,5	+122,9
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : Synergrid (HIGH)	245 715	1,62	+398,1

En considérant qu'aucune mesure particulière n'est mise en place et en considérant l'hypothèse de 116 850 VE en RBC en 2030 dans le scénario ELIA Central, la pointe synchrone du réseau augmenterait de 93,5 MW avec le profil de recharge naturel décrit par ELIA (contre 35,1 MW avec un profil de recharge optimisé) et de 189,3 MW avec le scénario HIGH de Synergrid (contre 58,4 MW avec le scénario LOW). En prenant en compte la trajectoire de développement du parc de véhicules électriques indiquée dans le Delivery Plan, la pointe synchrone du réseau augmenterait de 196,6 MW avec le profil de recharge naturel décrit par ELIA (contre 73,7 MW avec un profil de recharge optimisé) et de 398,1 MW avec le scénario HIGH de Synergrid (contre 122,9 MW avec le scénario LOW).

Sachant que la pointe synchrone de Sibelga a baissé constamment entre 2015 et 2021 de 859,6 MW à 746,3 MW, toutes choses égales par ailleurs la recharge des véhicules électriques en 2030 porterait la pointe synchrone entre 781,4 MW (profil de recharge optimisé ELIA) et 935,6 MW (scénario HIGH Synergrid) en considérant la trajectoire de développement du parc de véhicules électriques du scénario Central d'ELIA. En revanche, l'évolution de la pointe synchrone du réseau augmenterait plus significativement avec les hypothèses du Delivery Plan pour atteindre de 820 MW (profil de recharge optimisé ELIA) à 1144,4 MW (scénario HIGH Synergrid).

Nous constatons que la mise en place de mesures tarifaires appropriées permettant d'optimiser la recharge des véhicules électriques, sur la base du profil de recharge optimisé retenu par ELIA, maintiendrait la pointe synchrone en 2030 à un niveau inférieur à celui de 2015, que l'on prenne en compte le nombre de VE issu du scénario central ELIA ou du Delivery Plan. En revanche, l'absence de mesure particulière permettant d'optimiser la recharge des véhicules électriques porterait la pointe synchrone du réseau en 2030 à des niveaux supérieurs à celui de 2015 si l'on prend en compte le nombre de VE issu du Delivery Plan, quelle que soit l'hypothèse de contribution à la pointe par VE retenue parmi les 4 précédemment décrites (profil de recharge naturel ELIA, Synergrid LOW, Synergrid HIGH et Fluvius). D'ici 2030, il ne devrait donc pas y avoir péril en la demeure à l'échelle globale dans la mesure où des mesures tarifaires appropriées auront été mise en place, mais il convient

d'être attentif à l'impact local du développement des bornes privées qui peut être concentrée sur des parties spécifiques du réseau en RBC (principalement les zones résidentielles).

Par ailleurs, l'hypothèse de contribution à la pointe par VE de Fluvius conduirait à une pointe plus que doublée par rapport à celle de 2015 en prenant en compte le nombre de véhicules électriques définis dans le Delivery Plan.

Contrairement à la recharge à domicile, la recharge publique sur voirie va présenter un profil de charge beaucoup plus diffus, avec une part importante de la consommation en journée, donc moins impactante pour le réseau.

2.2.2. Electrification des besoins de chauffage / eau chaude sanitaire (ECS)

Perspectives de développement :

L'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région de Bruxelles-Capitale réalisée en 2018 (BRUGEL-ETUDE-20180619-26) prévoit un développement important du nombre de pompes à chaleur en région de Bruxelles-Capitales entre 2013 et 2030 avec un taux de pénétration passant de 0,1 % (soit 580 PAC) à 10 % (52 500 PAC). En revanche, l'électrification de l'eau chaude sanitaire augmente peu avec un taux de pénétration passant de 18 % en 2013 (90 300 installations) à 20 % en 2030 (105 000 installations).

Le rapport de Schwartz and Co pour la CWaPE⁹, étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz, publié en 2021 présente le potentiel de développement des PAC pour la période 2024-2028 en Wallonie sur base d'éléments collectés auprès des 5 GRD actifs dans la région. En 2028, le nombre de PAC installées en Wallonie est estimé à 48 935. L'extrapolation de cette cible, réalisée sur la base du pourcentage représenté par la population dans la région de Bruxelles-Capitale par rapport à la population totale en Belgique, conduirait à une cible potentielle de 16 336 PAC en 2028 dans la région de Bruxelles-Capitale.

Par ailleurs, l'étude d'ELIA « Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032 » estime le taux de pénétration des installations de pompes à chaleur pour les secteurs résidentiel et tertiaire en Belgique, dans le cadre de son scénario central, à 2,7 % en 2028 et 3,6 % en 2030. Nous avons extrapolé les résultats de l'étude d'ELIA à la région de Bruxelles-Capitale en supposant que :

- Le taux de pénétration dans chaque région de Belgique est le même que le taux de pénétration national ;
- Le nombre de logements bruxellois en 2030 est 525 000, cette hypothèse est reprise de l'étude de Brugel réalisée en 2018.

Tableau 3. Nombre de pompes à chaleur sur la période 2024-2030, scénarios ELIA

Scénario	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Périmètre : Belgique							
ELIA adequacy 2021 – Central	1,30%	1,40%	1,90%	2,30%	2,70%	3,20%	3,60%

⁹Etude disponible sur le site de la CWaPE : <https://www.cwape.be/publications/document/4395>

ELIA adequacy 2021 – WAM	1,60%	1,80%	2,20%	2,50%	2,90%	3,25%	3,60%
ELIA adequacy 2021 – WEM	1,30%	1,40%	1,60%	1,75%	1,90%	2,10%	2,30%
Périmètre : Bruxelles-Capitale							
ELIA adequacy 2021 – Central Extrapolation BXL	6 825	7 350	9 975	12 075	14 175	16 800	18 900
ELIA adequacy 2021 – WAM Extrapolation BXL	8 400	9 450	11 550	13 125	15 225	17 063	18 900
ELIA adequacy 2021 – WEM Extrapolation BXL	6 825	7 350	8 400	9 188	9 975	11 025	12 075

Le potentiel de développement obtenu par extrapolation des résultats d'ELIA est comparable à celui évalué sur base des données directement communiqués par les GRD wallons. Nous estimons que le nombre de PAC va effectivement connaître une augmentation significative d'ici à 2030. Le déploiement des PAC sera effectué en parallèle de l'installation de systèmes de chauffage électriques classiques et ces derniers pourraient connaître un taux de pénétration important dans le parc locatif bruxellois compte-tenu du coût réduit par rapport à une PAC. L'hypothèse de déploiement de PAC en 2030 formulée dans l'étude réalisée par Brugel en 2018 nous apparaît surévaluée : elles sont plus de deux fois supérieures aux résultats obtenus à partir des trajectoires d'ELIA ou de l'étude réalisée pour la CWaPE.

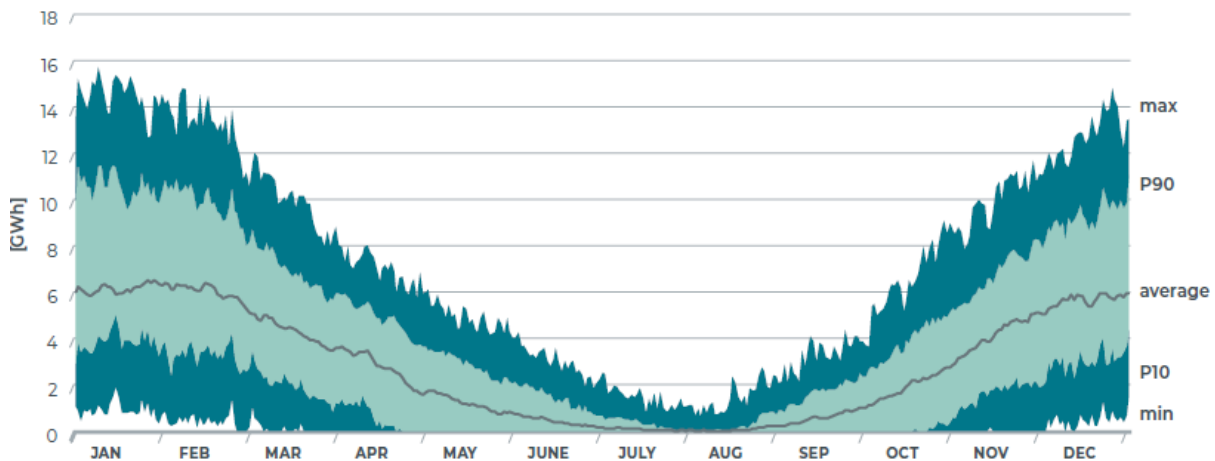
Toutefois, nous partageons l'hypothèse de déploiement relative au chauffage de l'eau sanitaire : aucun élément tangible ne présage d'une évolution conséquente de ce cas d'usage. L'évolution des installations devrait donc rester à un niveau confidentiel tel que l'indique l'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région de Bruxelles-Capitale.

Evolution des régimes de flux d'électricité associés :

A l'instar de la recharge des VE, les PAC à usage résidentiel vont principalement entraîner une augmentation de la pointe de charge du soir sur le réseau BT de Sibelga. En effet, plusieurs études terrain ont été menées en Europe, et en particulier l'étude « The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand : Evidence of a heat pump field trial » (Applied Energy 204 (2017) 332-342). Cette étude qui est basée sur des PAC d'une puissance thermique d'environ 8 kW (hypothèse cohérente avec une PAC résidentielle installée) montre que la pointe du soir se situe à environ 1,4 kW/PAC. En considérant les 18 900 PAC du scénario ELIA à 2030 comme des PAC résidentielle, cela induirait une hausse de la pointe synchrone d'environ 26,5 MW. La prise en compte de PAC non résidentielles sera chiffrée ultérieurement.

Compte-tenu du potentiel observé des PAC, l'impact du déploiement sur les régimes de flux d'électricité est plus modéré que celui induit par l'essor de la mobilité électrique mais représente un nouveau poste d'augmentation de la contribution à l'augmentation de la pointe du soir (19 h) avec un critère distinctif : une très forte saisonnalité. En été, l'impact sera relativement faible tandis qu'en hiver la consommation d'électricité associée aux PAC va augmenter d'un facteur 10, ou plus, selon les estimations réalisées par ELIA.

Figure 4. Saisonnalité de la consommation moyenne estimée des pompes à chaleur en 2030, en Belgique



Source : ELIA, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032

2.2.3. Dispositifs de stockage stationnaires

Perspectives de développement :

Les simulations réalisées dans le cadre de l'étude relative à la mise en place d'un tarif capacitaire en Région de Bruxelles-Capitale réalisée en 2018 n'ont pas pris en compte l'impact des dispositifs de stockage stationnaires sur les régimes de flux d'électricité. Tel qu'expliqué dans le rapport les deux principaux dispositifs de stockage susceptibles de se développer les prochaines années sont :

- le stockage par batteries stationnaires installées chez les prosumers ;
- le stockage par batteries des VE (aussi appelé vehicle-to-grid ou V2G).

Le rapport public de Schwartz and Co pour la CWaPE¹⁰, étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz, publié en 2021 présente le potentiel de développement des dispositifs de stockage stationnaires et leur contribution à la réduction de la pointe de charge du réseau pour la période 2024-2028 en Wallonie sur base d'éléments collectés auprès des 5 GRD actifs dans la région. En 2028, le nombre de dispositifs déployés en Wallonie est estimé à 30 542 pour une capacité globale de 193,2 MW. L'extrapolation de ces résultats, réalisée sur la base du pourcentage représenté par la population dans la région de Bruxelles-Capitale par rapport à la population totale en Belgique, correspond au déploiement de 10 196 dispositifs, pour une capacité globale de 64,54 MW, en 2028 dans la Région de Bruxelles-Capitale.

¹⁰Etude disponible sur le site de la CWaPE : <https://www.cwape.be/publications/document/4395>

De plus, le développement du véhicule-to-grid nécessite que le véhicule électrique et son chargeur soient compatibles avec des flux d'électricité bidirectionnels permettant des cycles de charge ou décharge. Le marché n'est aujourd'hui pas développé et le potentiel de développement de ce cas d'usage est encore très incertain à court et moyen-terme. Nous considérons que le V2G ne devrait pas se développer significativement avant 2030, les véhicules actuels ne permettant pas cette fonctionnalité.

Evolution des régimes de flux d'électricité associés :

Les deux dispositifs présentent un avantage pour le réseau. Dans le cas d'un prosumer bénéficiant d'un dispositif de stockage stationnaire, il lui est possible de stocker l'énergie produite dans la journée et de la consommer lorsqu'il n'y aura pas de production (par exemple dans le cas d'une consommation en soirée pour une unité de production photovoltaïque). L'impact de ce cas d'usage sera un lissage de la consommation d'électricité de l'utilisateur vis-à-vis du réseau, et il en résulte une baisse de sa pointe dans la limite des capacités du dispositif de stockage installé.

Dans le cadre de l'étude menée par la CWaPE, la contribution des dispositifs de stockage stationnaires à la réduction de la pointe de charge du réseau est estimée à 14,2 MW en 2028, soit par extrapolation une contribution estimée à la réduction de la pointe de charge du réseau à hauteur de 4,7 MW pour la région de Bruxelles-Capitale (extrapolation réalisée sur la base du pourcentage représenté par la population dans la région de Bruxelles-Capitale par rapport à la population totale en Belgique).

2.2.4. Production décentralisée

Perspectives de développement :

La Région de Bruxelles-Capitale a fixé l'objectif de produire 184,68 GWh d'électricité issue de panneaux photovoltaïques en 2030. Le déploiement des installations photovoltaïques est encore plus agressif que les objectifs fixés par le plan énergie climat 2030 de la région puisque 129 GWh ont été produits en 2020 selon Energie Commune¹¹. Par ailleurs, l'objectif 2030 serait déjà atteint selon Energie Commune, qui estime la production photovoltaïque de la région de Bruxelles-Capitale à 241 GWh pour l'année 2021.

Tableau 4. Objectif de développement de la production d'électricité d'origine photovoltaïque en RBC

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Objectifs de production annuelle photovoltaïque en RBC (en GWh)	99,76	105,38	111,31	117,58	124,2	139,9	150,3	161,17	172,59	184,68

Source : Plan énergie climat 2030, région De Bruxelles-Capitale

¹¹ Observatoire Photovoltaïque, Energie Commune

Selon les projections communiquées par BRUGEL, dans le cadre d'un scénario moyen, la production annuelle photovoltaïque en RBC sera nettement supérieure aux objectifs fixés par le Plan énergie climat 2030 et atteint 333,9 GWh en 2030.

L'ensemble des données 2020-2021 n'est pas encore consolidé mais l'accélération du déploiement en 2020 est significative et concerne principalement les installations résidentielles (d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA). L'ensemble des puissances installées en région de Bruxelles-Capitale est composé de :

- 63 % d'installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kVA, soit une puissance installée de 133 MWc ;
- 18 % d'installations d'une puissance comprise entre 10 kVA et 250 kVA, soit une puissance installée de 38 MWc ;
- 7 % d'installations d'une puissance comprise entre 250 kVA et 750 kVA, soit une puissance installée de 15 MWc ;
- 11 % d'installations d'une puissance supérieure à 750 kVA, soit une puissance installée de 23 MWc.

Tableau 5. Evolution des puissances photovoltaïques installées en région de Bruxelles-Capitale sur la période 2017-2020

	2017	2018	2019	2020
Puissance installée annuelle (en MWc)	9	24	39	69
Puissance installée cumulée (en MWc)	67	91	130	199

Source : Observatoire Photovoltaïque, Energie Commune

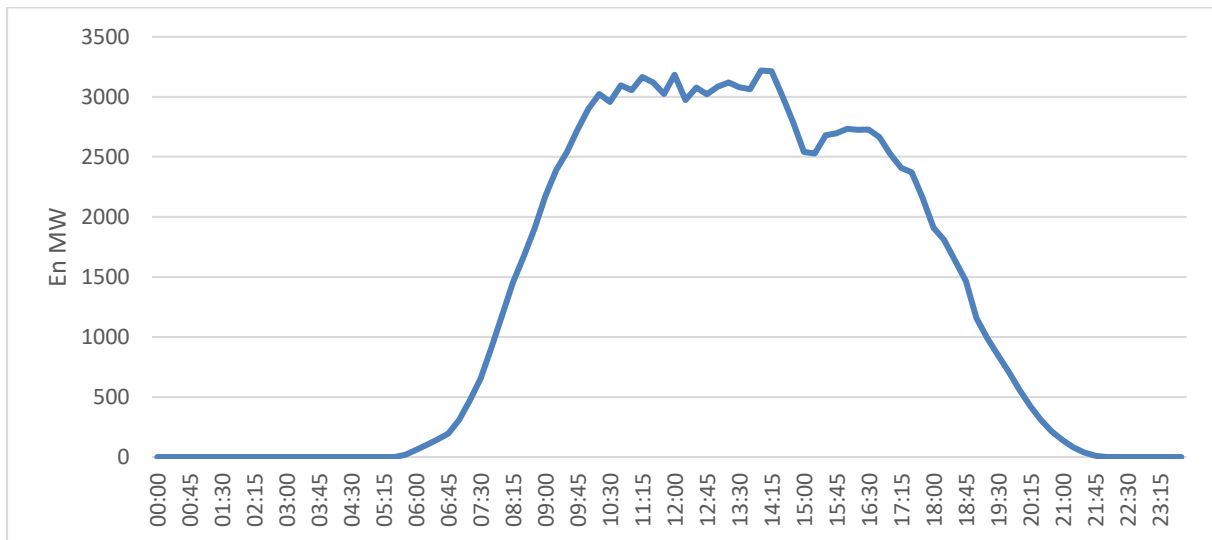
La trajectoire de développement définie dans l'étude réalisée par Brugel en 2018 prévoit une production annuelle d'origine photovoltaïque de 196,9 GWh en 2030. Si cette trajectoire est cohérente avec les objectifs définis par le plan énergie climat de 2030, le déploiement effectif et plus particulièrement son accélération lors des dernières années laisse transparaître un dépassement significatif de l'objectif initialement fixé. En considérant qu'au mieux environ les trois-quarts de cette production résulteront d'installations situées sur le réseau BT, la production à consommer localement sur le réseau BT en 2030 serait d'environ 150 GWh, soit 7,5 % de la consommation de l'ensemble du réseau BT de Sibelga (qui est d'environ 2000 GWh), ce qui ne représente pas un enjeu considérable. Dans le cas de la projection communiquée par Brugel (scénario moyen), l'enjeu est un peu plus significatif puisque la production à consommer localement serait d'environ 250 GWh en 2030, soit 12,5 % de l'ensemble du réseau BT de Sibelga.

Evolution des régimes de flux d'électricité associés :

La production d'électricité d'origine photovoltaïque présente un profil irrégulier mais qui peut être caractérisé comme suit :

- A l'échelle quotidienne, la production d'énergie photovoltaïque est concentrée en journée (de 10h à 17h) et est nulle la nuit ;

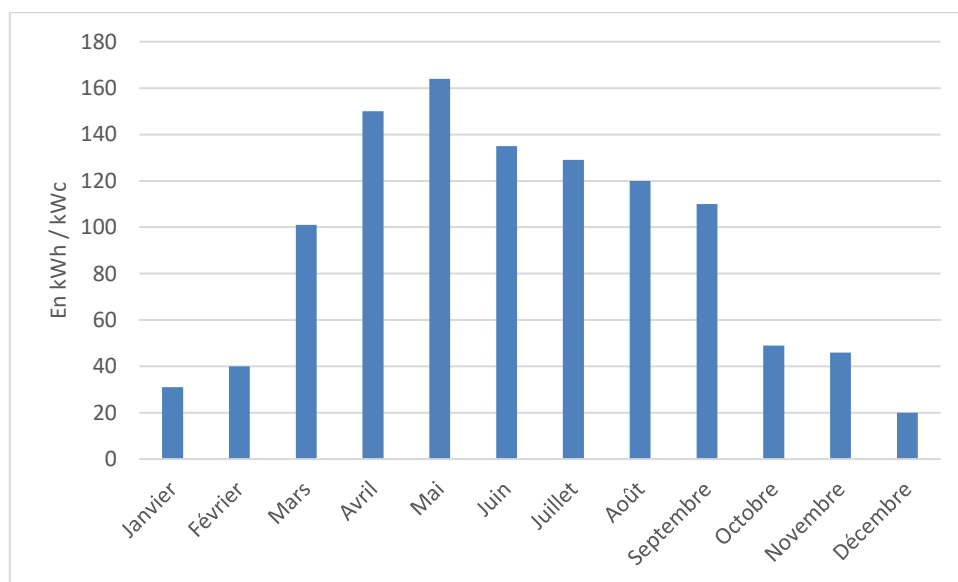
Figure 5. Profil de production solaire en Belgique le 1er juillet 2022



Source : ELIA

- A l'échelle saisonnière, la production photovoltaïque est bien plus importante au printemps et en été que pendant l'automne et l'hiver.

Figure 6. Productivité mensuelle moyenne des installations photovoltaïques en Belgique pour l'année 2020



Source : Energie Commune

Si la production peut être consommée localement en journée pour des besoins initialement prévus en période de pointe synchrone du soir, ceci contribue à la minimisation de la pointe de charge du réseau BT. En revanche, si la consommation n'est pas assez importante localement lors des périodes de

production il y a un risque de congestion réseau qui ne pourra absorber l'ensemble de la production (au vu du chiffrage précédemment évoqué de la production locale en 2030, ce risque de congestion est cependant modéré). Un des enjeux clés de la tarification évoluée future est donc d'inciter autant que faire se peut au déplacement des consommations relatives à la recharge des véhicules électriques en journée lorsque la production locale PV est la plus importante.

2.2.5. Partage d'énergie (autoconsommation collective, participation à une communauté d'énergie, peer-to-peer)

Perspectives de développement :

La région de Bruxelles-Capitale ne compte actuellement que 5 projets de partage d'énergie. Toutefois, ces projets pilotes suscitent un fort intérêt de la part des acteurs de la région de Bruxelles-Capitale : Energie Commune dénombrait fin 2022 485 demandes d'information concernant de nouveaux projets :

- Les projets de partage d'énergie dans un même bâtiment, et de configuration A, font preuve d'un fort intérêt et semblent représenter le principal segment de développement des projets de partage d'énergie.
- La mise en place simplifiée des projets de pair à pair semble favoriser le développement de ces projets dans des configurations de type B, C ou D.
- La demande pour la mise en place de communautés d'énergie est aujourd'hui relativement faible, ce qui peut être expliqué par la complexité de mise en place de ces structures.

Etant donné la faible maturité de ce cas d'usage, le potentiel de développement de ces projets est complexe à estimer et incertain. Suite aux échanges menés avec Energie Commune, Sibelga et 3 communautés, nous avons élaboré dans le cadre du module 2 de l'étude 3 scénarios de développement des projets de partage d'énergie : un scénario de référence, ainsi qu'un scénario haut et un scénario bas. Le partage d'énergie dans un même bâtiment, et les communautés d'énergie, vont se développer en incluant principalement des buildings et immeubles à appartement, tandis que les projets de pair à pair vont principalement concerner les maisons individuelles. La région de Bruxelles-Capitale compte 39 289 buildings et immeubles à appartements et 126 135 maisons individuelles en 2022¹², à partir du taux de croissance annuel de ces bâtiments nous avons modélisé l'évolution du parc immobilier jusqu'en 2042 et proposons de retenir un taux de développement des projets en 2042 de :

- 5 % pour le scénario de référence (6 078 projets soit en moyenne 304 projets par an, et 41 135 points de fournitures) ;
- 20 % pour le scénario haut (24 313 projets soit en moyenne 1 216 projets par an, et 164 541 points de fourniture) ;

1 % pour le scénario bas (1 216 projets soit en moyenne 61 projets par an, et 8 227 points de fourniture).

Evolution des régimes de flux d'électricité associés :

Dans la mesure où l'énergie électrique est partagée à un prix moins élevé que le prix de l'énergie électrique acquise à travers un fournisseur, tarif d'utilisation inclus, il est anticipé une modification du comportement de consommation des participants au partage d'énergie, qui pourraient augmenter leur

¹² Source : Statbel

consommation en cours de journée (e.g. production PV partagée maximale vers midi) et la baisser en soirée au moment de la pointe de charge du réseau. Les données de consommation pré-projet et post-projet de plusieurs participants disponibles pour deux communautés (Greenbizz.energy et Marius Renard) et ont été analysées :

- Les participants au projet Greenbizz.energy sont essentiellement des ateliers et des commerçants. La communauté utilise des unités de production photovoltaïques et a été mise en place en avril 2021 ;
- Les participants au projet Marius Renard sont les résidents d'un habitat collectif. La communauté utilise une cogénération au gaz naturel et a été mise en place en janvier 2022.

Dans le cas de Greenbizz.energy, les données transmises semblent indiquer une modification du comportement de consommation des participants au partage d'énergie qui diminuent leur contribution au moment de la pointe de charge du réseau (19-20h) entre les 12 premiers mois du partage d'énergie et les 12 derniers mois pour lesquels les données sont disponibles. Les données précédant la mise en place du projet correspondent à la période avril 2020-mars 2021, soit une période marquée par les confinements et couvre-feux liés à la pandémie de Covid-19. L'analyse des données disponibles pour la communauté Marius Renard ne révèle aucune évolution notablement du comportement de consommation des participants au projet.

Par ailleurs, les retours collectés auprès des communautés et d'Energie Commune confirment que le partage d'énergie incite l'investissement dans des unités de production renouvelable et des dispositifs de stockage.

2.2.6. Impact combiné des nouveaux usages

A partir des perspectives des développement et de l'évolution des régimes de flux d'électricité associés à chacun des nouveaux usages, le scénario le plus défavorable pour le réseau électrique de SIBELGA correspond à la combinaison des contributions à la pointe synchrone du réseau de la recharge des VE et de l'électrification des besoins de chauffage.

Dans le cas de ce scénario le plus défavorable, en considérant qu'aucune mesure particulière n'est mise en place et en considérant l'hypothèse du scénario ELIA Central en 2030 pour le parc de VE électriques et les PAC, la pointe synchrone du réseau augmenterait de 120 MW avec le profil de recharge naturel décrit par ELIA (contre 61,6 MW avec un profil de recharge optimisé) et de 215,8 MW avec le scénario HIGH de Synergrid (contre 84,9 MW avec le scénario LOW). En prenant en compte la trajectoire de développement du parc de véhicules électriques indiquée dans le Delivery Plan, la pointe synchrone du réseau augmenterait de 223,1 MW avec le profil de recharge naturel décrit par ELIA (contre 100,2 MW avec un profil de recharge optimisé) et de 424,6 MW avec le scénario HIGH de Synergrid (contre 149,4 MW avec le scénario LOW). Les résultats montrent, de façon claire, la prépondérance de la recharge des VE dans la contribution à la hausse de la pointe synchrone du réseau des nouveaux usages.

Tableau 6. Synthèse de l'impact combiné des VE et de l'électrification des besoins de chauffage en 2030 sur la pointe synchrone du réseau SIBELGA

Sources	Impact des VE en 2030 (en MW)	Impact de l'électrification des besoins de chauffage en 2030 (en MW)	Impact combiné sur la pointe synchrone du réseau de Sibelga (en MW)
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : ELIA (profil de recharge optimisé) Contribution des PAC : ELIA scénario central	+35,1	+26,5	+61,6
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : ELIA (profil de recharge naturel) Contribution des PAC : ELIA scénario central	+93,5	+26,5	+120
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : Fluvius Contribution des PAC : ELIA scénario central	+525,8	+26,5	+552,3
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : Synergrid (LOW) Contribution des PAC : ELIA scénario central	+58,4	+26,5	+84,9
Nombre de VE en 2030 : ELIA scénario Central Contribution à la pointe par VE : Synergrid (HIGH) Contribution des PAC : ELIA scénario central	+189,3	+26,5	+215,8
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : ELIA (profil de recharge optimisé)	+73,7	+26,5	+100,2

Contribution des PAC : ELIA scénario central			
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : ELIA (profil de recharge naturel)	+196,6	+26,5	+223,1
Contribution des PAC : ELIA scénario central			
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : Fluvius	+1105,7	+26,5	+1 132,2
Contribution des PAC : ELIA scénario central			
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : Synergrid (LOW)	+122,9	+26,5	+149,4
Contribution des PAC : ELIA scénario central			
Nombre de VE en 2030 : Delivery Plan Contribution à la pointe par VE : Synergrid (HIGH)	+398,1	+26,5	+424,6
Contribution des PAC : ELIA scénario central			

3. Possibilités et limites de la tarification évoluée

3.1. Enjeux de la tarification évoluée

Au vu des analyses précédentes, les impacts à moyen terme les plus importants des nouveaux usages de l'électricité sur le réseau sont le fait en premier lieu de l'électromobilité et dans une moindre mesure de l'électrification des besoins de chauffage et d'ECS, avec pour conséquence une augmentation de la pointe synchrone importante si aucune mesure n'est prise. Par ailleurs le développement important de la production décentralisée sur le réseau BT nécessitera de faire converger une part de plus en plus importante de la consommation BT avec cette production locale solaire en journée afin d'éviter à moyen terme les congestions.

Les enjeux de la tarification évoluée sont donc globalement d'inciter au déplacement de la consommation induite par l'électromobilité et l'électrification du chauffage et de l'ECS des périodes de forte charge du réseau (pointe synchrone), vers des périodes où le réseau est moins chargé, afin de minimiser la hausse de la pointe synchrone BT donc les investissements de renforcement du réseau à moyen et long terme. Ce déplacement devrait être réalisé en priorité vers la journée afin d'absorber au maximum la production décentralisée solaire locale et en second priorité vers la nuit au-delà de 22h00.

Pour l'électromobilité, la tarification (évoluée ou non) peut jouer également un rôle d'incitation à minimiser/optimiser la puissance maximale des bornes de recharges installées à domicile (pour éviter une inflation vers des bornes privées de 11 kW, qui sont surdimensionnées par rapport au besoin effectif), à travers le coût de capacité (souscrite ou mesurée le cas échéant). Le règlement technique a également un rôle à jouer à ce sujet dans le cadre du raccordement des bornes.

Pour le stockage, qui apporte des avantages au réseau par la possibilité de réduire la pointe des points de consommation et de contribuer à l'équilibre entre production locale et consommation locale, l'enjeu de la tarification est de favoriser son développement.

Ces incitations tarifaires, qui visent pour la plupart à minimiser l'impact des nouveaux usages sur les coûts du réseau doivent être conçues de telle manière qu'au minimum elles ne constituent pas un frein au développement des nouveaux usages, et que si possible elles favorisent leur développement (ce qui n'est pas évident), étant entendu que la tarification doit respecter le critère de non-discrimination des utilisateurs du réseau, ce qui exclut de facto une tarification basée sur l'usage.

3.2. Potentiel d'optimisation des flux et limites de la tarification évoluée

Dans le cadre de la présente étude la tarification évoluée est définie comme la tarification de l'utilisation du réseau permise par les fonctionnalités des compteurs intelligents d'électricité déployés en RBC, qui sont identiques à ceux déployés en Flandre par Fluvius et en Région wallonne par ORES et RESA. Ces compteurs sont fonctionnellement très similaires à ceux déployés dans les pays voisins (France, Luxembourg, Pays-Bas, Suisse, Autriche, Espagne etc.) à l'exception de la fonction de contrôle de charge à distance (load control) qui repose sur le port PI en Belgique.

Le compteur intelligent de Sibelga dispose de 3 fonctionnalités principales permettant de mettre en œuvre une tarification évoluée :

1. **Le compteur intelligent enregistre les courbes de charge quart-horaires, qui sont télérelevées pour être transmises au fournisseur si le compteur est utilisé en régime R3 (qui nécessite l'accord préalable du client) : cette fonctionnalité permet d'implémenter une composante de tarification du réseau sur la base de la puissance mesurée**, avec la possibilité de différencier ou non le prix de la puissance en fonction de l'heure de consommation. De plus, un nouveau registre (code I.6.0) est disponible à partir de la version I.99 du firmware des compteurs de Fluvius¹³ : il indique le maximum de la puissance moyenne prélevée sur un quart d'heure depuis le début du mois en cours. Le compteur de Sibelga étant le même que celui de Fluvius, il peut lui aussi supporter cette fonctionnalité dont la disponibilité et la date de déploiement doivent être vérifiées avec Sibelga. Le VREG utilise ces fonctionnalités pour sa nouvelle tarification basée sur la puissance maximale mesurée sur chacun des 12 derniers mois, sans différenciation temporelle (cf. paragraphe 3.3.1). En Espagne, une tarification de la puissance différenciée en fonction des heures (TOU capacitaire) vient d'être mise en place grâce au compteur intelligent (cf. paragraphe 3.4.2). La disponibilité de la courbe de charge quart-horaire permet de mettre en œuvre une très large gamme de schémas de tarification de la puissance, y inclus le critical peak pricing.
2. **Le compteur intelligent dispose de registres tarifaires paramétrables permettant de mettre en place une tarification multi-horaire (type time-of-use, TOU) plus sophistiquée que le simple tarif jour-nuit, configurable et modifiable à distance**, avec la possibilité de différencier les horaires correspondants jusqu'au niveau de chaque compteur (la différenciation se limite en pratique à une différenciation par zone, comme pour les tarifs jours/nuits actuels). Les compteurs de Sibelga ne disposent pas de registres différenciés entre utilisation du réseau et fourniture (contrairement aux compteurs Linky en France ce qui permet d'implémenter des tarifs TOU différenciés entre réseau et fourniture). Dans sa proposition de tarification évoluée, la CWaPE s'appuie sur cette fonctionnalité pour mettre en œuvre une tarification TOU à 4 plages (cf. paragraphe 3.3.2). En France, le régulateur a mis en place pour une tarification TOU horo-saisonnière pour l'utilisation du réseau, qui est en cours de généralisation d'ici fin 2024 grâce à la finalisation du déploiement du compteur intelligent Linky (cf. paragraphe 3.4.1). En Espagne, la tarification de l'utilisation du réseau comprend en sus du TOU capacitaire, un TOU sur l'énergie à 3 plages, implémenté grâce au compteur intelligent (cf. paragraphe 3.4.2).
3. **Le compteur dispose d'un organe de coupure intégré, qui coupe l'alimentation lorsque la puissance ou l'intensité par phase dépasse une certaine valeur. Ceci permet de mettre en œuvre efficacement une tarification de la capacité souscrite avec coupure en cas de dépassement**, la puissance de déclenchement pouvant être configurée et modifiée à distance selon l'évolution de la capacité souscrite de l'URD. Ceci est mis en œuvre notamment en France à travers le compteur intelligent Linky.

Le compteur intelligent de Sibelga ne dispose pas directement d'un contrôle de charge à distance permettant d'assurer le déclenchement automatique de charges en fonction des plages tarifaires d'une tarification time-of-use, comme un boiler électrique, une PAC ou une borne de charge, ce qui est une fonctionnalité très utile pour les URD, leur permettant d'automatiser l'utilisation de leurs usages en

¹³ Source : documentation technique de Fluvius, lien : <https://www.fluvius.be/sites/fluvius/files/2020-02/technische-info-displays-digitale-elektriciteitsmeter.pdf>

fonction des périodes tarifaire. Le compteur de Sibelga dispose cependant d'un port client PI, pouvant être activé sur demande de l'URD, qui permet de communiquer les données du compteur et d'utiliser des applications intelligentes ou des systèmes de gestion de l'énergie, pouvant permettre un contrôle des charges.

3.3. Nouvelles structures tarifaires évoluées en Belgique

3.3.1. Tarification de la distribution d'électricité en basse tension en Région flamande

Les principes de tarification ci-après s'appliquent aux prélèvements des clients finals raccordés en basse tension au réseau de distribution en Région flamande, et disposant d'un compteur digital ou d'un compteur classique. Les tarifs non périodiques ne font pas partie du scope de cette note.

3.3.1.1. Principes généraux actuellement en vigueur

La structure tarifaire en basse tension en vigueur actuellement et jusqu'au 31 décembre 2022 en Région flamande est la suivante :

Composante	Unité
Tarif pour l'utilisation du réseau	
- Puissance souscrite et complémentaire	EUR/kWh, avec Time-of-Use
- Gestion du système	EUR/kWh
- Gestion des données	EUR/an
Tarif pour les obligations de service public	EUR/kWh, avec Time-of-Use
Tarif pour service auxiliaire (pertes de réseau)	EUR/kWh
Surcharges	EUR/kWh
Tarif complémentaire pour les prosumers avec compteur classique 'qui tourne à l'envers'	EUR/kW/an

A l'exception du tarif pour la gestion des données qui est un terme fixe et le tarif complémentaire pour les prosumers, la tarification actuellement en vigueur en Flandre est donc majoritairement proportionnelle, basée sur les prélèvements en kWh sur le réseau électrique. Pour certaines composantes tarifaires, le tarif est différent en fonction des Time-of-Use (TOU). Les TOU définis en Région flamande couvrent deux périodes : 'Jour' et 'Nuit'.

Il est à remarquer également qu'un troisième TOU 'Exclusif de nuit' est encore tarifé pour des compteurs qui enregistrent séparément des consommations liées à des besoins en chaleur sur des circuits séparés. De tels compteurs ne sont cependant plus installés, et le VREG supprime progressivement ce tarif.

Enfin, notons pour les prosumers qui disposent d'un compteur digital que la tarification s'applique sur leur prélèvement brut du réseau. Le « tarif complémentaire pour les prosumers avec un compteur

classique qui tourne à l'envers » ne s'applique donc qu'aux prosumers qui ne disposent pas de compteur digital, pour lesquels il n'est pas possible de mesurer leurs prélèvements bruts et sur lesquels les composantes tarifaires proportionnelles s'appliquent aux prélèvements nets. Ce tarif s'applique sur la capacité de l'onduleur de l'installation de production d'électricité.

3.3.1.2. Principes généraux de la nouvelle tarification

La nouvelle structure tarifaire mise en place par le VREG introduit une composante capacitaire pour l'utilisation du réseau. Elle distingue les utilisateurs disposant d'un compteur digital, pour lesquels cette composante capacitaire est mesurée, et ceux qui disposent toujours d'un compteur classique pour lesquels un forfait est appliqué.

Les TOU ne sont en outre plus utilisés dans les tarifs de distribution¹⁴.

En outre, les tarifs de transport et surcharges y relatives ne font plus l'objet d'une grille tarifaire séparée et sont intégrés dans la composante tarifaire pour l'utilisation du réseau et dans la composante tarifaire 'autres coûts de transport'.

Cette nouvelle tarification entre en vigueur le 1^{er} janvier 2023.

3.3.1.2.1. Pour les utilisateurs disposant d'un compteur digital

Composante	Unité
Tarif pour l'utilisation du réseau (Transport et distribution)	EUR/kW
	EUR/kWh
Tarif pour la gestion des données	EUR/an
Tarif pour les obligations de service public	EUR/kWh
Surcharges	EUR/kWh
Tarifs pour autres coûts de transport	EUR/kWh
Tarif maximum	EUR/kWh

Le tarif pour l'utilisation du réseau comporte deux composantes : capacitaire et proportionnelle. Le coût sous-jacent du GRD est réparti à 80% sur la composante capacitaire et à 20% sur la partie proportionnelle.

La partie capacitaire est facturée sur base du pic moyen mensuel du client. Ce dernier se calcule mensuellement sur la base de la moyenne de pics mensuels au cours des 12 derniers mois (ou à défaut d'un historique suffisant, sur la base des derniers mois disponibles). Le pic mensuel est lui calculé comme étant la puissance quart horaire la plus élevée du mois, telle qu'enregistrée et communiquée

¹⁴ Pour être précis, un tarif pour les exclusifs de nuit est maintenu dans la composante tarifaire des obligations de service public mais la différence tarifaire avec les heures normales se réduira progressivement sur 2023-2025.

par le compteur intelligent. Si le pic mensuel mesuré est inférieur à 2,5 kW, alors le pic mensuel utilisé pour la tarification est maintenu à une valeur plancher de 2,5 kW¹⁵.

Le tarif pour la gestion des données est différencié en fonction du régime de comptage de l'utilisateur : quart horaire (R3) ou mensuel/annuel (R1).

Il n'y a pas de tarif complémentaire pour les prosumers. Pour ces derniers, ce sont leurs prélèvements bruts qui sont utilisés dans le calcul des composantes tarifaires lorsque celles-ci sont basées sur les prélèvements.

Pour les utilisateurs disposant d'un compteur digital, un tarif maximum en EUR/kWh est enfin appliqué dans le cas où le coût total de l'ensemble des composantes (à l'exception de la composante tarifaire pour la gestion des données) devait dépasser ce plafond.

3.3.1.2.2. Pour les utilisateurs disposant d'un compteur classique

Composante	Unité
Tarif pour l'utilisation du réseau (Transport et distribution)	EUR/an EUR/kWh
Tarif pour la gestion des données	EUR/an
Tarif pour les obligations de service public	EUR/kWh
Surcharges	EUR/kWh
Tarifs pour autres coûts de transport	EUR/kWh
Tarif complémentaire pour les prosumers avec compteur classique 'qui tourne à l'envers'	EUR/kWh/mois

Le tarif pour l'utilisation du réseau comporte deux composantes : forfaitaire et proportionnelle. Le coût sous-jacent du GRD est réparti à 80% sur la composante forfaitaire et à 20% sur la partie proportionnelle. Le tarif forfaitaire est calculé sur la base du tarif capacitaire applicable aux utilisateurs disposant d'un compteur digital considérant un pic moyen mensuel fixé à 2,5 kW. Le tarif proportionnel est différent et supérieur au même tarif proportionnel appliqué aux utilisateurs disposant d'un compteur digital.

Le tarif pour la gestion des données est identique au tarif appliqué aux utilisateurs avec un compteur digital et avec un régime de comptage mensuel/annuel (ou en régime de comptage R1).

Comme dans la tarification avant 2023, il y a un tarif complémentaire qui s'applique pour les prosumers, sur base de la capacité de l'onduleur de l'installation de production d'électricité, puisque pour ces derniers, ce sont leurs prélèvements nets qui sont utilisés dans le calcul des composantes tarifaires lorsque celles-ci sont basées sur les prélèvements. Ce tarif complémentaire est cependant appliqué à partir de 2023 sur base de valeurs mensuelles et non plus annuelle.

¹⁵ Sauf pour les points d'accès non mesuré sur base d'un dossier technique approuvé par le VREG qui démontrerait que cette capacité de 2,5 kW n'est pas dépassée.

Enfin, aucun tarif maximum ne s'applique aux utilisateurs disposant d'un compteur classique.

3.3.2. Tarification de la distribution d'électricité en basse tension en Région wallonne

Les principes de tarification ci-après s'appliquent aux prélèvements des clients finals raccordés en basse tension au réseau de distribution en Région wallonne, et disposant d'un compteur communicant ou d'un compteur classique. Les tarifs non périodiques ne font pas partie du scope de cette note.

3.3.2.1. Principes généraux actuellement en vigueur

La structure tarifaire en basse tension en vigueur actuellement et jusqu'au 31 décembre 2024 en Région wallonne est la suivante :

Composante	Unité
Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	
- Terme proportionnel	EUR/kWh, avec Time-of-Use
- Terme fixe	EUR/an
- Terme capacitaire (prosumer)	EUR/kW
Tarif pour les obligations de service public	EUR/kWh
Surcharges	EUR/kWh
Tarif pour les soldes réglementaires	EUR/kWh

La tarification actuellement en vigueur en Wallonie est majoritairement proportionnelle, basée sur les prélèvements en kWh sur le réseau électrique. Pour le terme proportionnel de la composante tarifaire pour l'utilisation du réseau de distribution, le tarif est différent en fonction des Time-of-Use (TOU). Les TOU définis en Région wallonne couvrent quatre périodes : 'Heures normales', 'Heures pleines', 'Heures creuses', 'Exclusif de nuit'. Les heures pleines concernent une période de 15h consécutive, allant pour les jours de semaine d'une heure de début se situant entre 6h et 9h à une heure de fin se situant respectivement entre 21h et 23h en fonction de zones géographiques spécifiques; les reste des heures étant des heures creuses. Les heures des samedis et des dimanches sont toutes considérées comme des heures creuses.

Le terme fixe est identique pour tous les utilisateurs en BT, quel que soit leur compteur et leur régime de comptage.

Un terme capacitaire pour le tarif d'utilisation du réseau de distribution s'applique aux prosumers uniquement, lorsque ces derniers se voient appliquer les tarifs de distribution sur base de leur prélèvement net. Le terme capacitaire s'applique sur la puissance nette développable de l'installation de production. Par contre, si le prosumer dispose d'un compteur double flux classique ou d'un compteur communicant, la tarification de réseau se base sur leurs prélèvements bruts, et dans ce cas, le terme capacitaire ne leur est plus appliqué. Cependant, dans ce cas, le coût total du réseau payé par le prosumer est plafonné au coût qu'il aurait eu s'il avait été tarifé sur base de ses prélèvements nets et du terme capacitaire.

3.3.2.2. Principes généraux de la nouvelle tarification

Dans son projet de méthodologie tarifaire, qui devrait entrer en vigueur au plus tôt au 1^{er} janvier 2025, la CWaPE propose les évolutions tarifaires suivantes :

- l'introduction de nouveaux TOU,
- le changement des heures définissant les TOU,
- la définition explicite de tension tarifaire entre TOU et
- l'introduction d'un terme capacitaire pour les utilisateurs disposant d'un compteur communicant en régime de comptage R3.

Composante	Unité
Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution	
- Terme proportionnel	EUR/kWh, avec Time-of-Use
- Terme fixe	EUR/an
- Terme capacitaire (prosumer)	EUR/kW
- Terme capacitaire (régime de comptage R3)	EUR/kW
Tarif pour les obligations de service public	EUR/kWh
Surcharges	EUR/kWh
Tarif pour les soldes régulateurs	EUR/kWh

La CWaPE a élargi le nombre de TOU applicables pour le tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. A côté de l'exclusif de nuit qui est maintenu, l'utilisateur de réseau peut avoir jusqu'à 4 TOU en fonction des possibilités de son dispositif de comptage.

4 TOU	2 TOU	1 TOU
Heures du matin	Heures pleines	Heures normales
Heures du soir		
Heures solaires	Heures creuses	
Heures de nuit		

La CWaPE a également changé les heures d'application des TOU. Ainsi, pour tous les jours du lundi au dimanche, les plages horaires sont les suivantes :

- heures du matin : de 6h à 11h ;

- heures solaires : de 11h à 17h ;
- heures du soir : de 17h à 22h ;
- heures de nuit : de 22h à 6h.

Le GRD peut demander à la CWaPE de s'écarter de ces plages horaires, tout en maintenant identique le nombre d'heure par jour par plage horaire, pour des zones géographiques spécifiques et restreintes.

Pour le bihoraire, les heures pleines recouvrent exactement les heures du matin et du soir, et les heures creuses celles solaires et de nuit.

Enfin, la CWaPE a fixé des tensions tarifaires entre les TOU ; le GRD pouvant, lors de l'établissement de ses tarifs, s'écarter au maximum de 10% par rapport à celles-ci.

4 TOU	Régime R3	Régime R1
Heures du matin	4,0	4,0
Heures solaires	0,0	1,0
Heures du soir	5,0	5,0
Heures de nuit	2,0	2,0

2 TOU	Régime R3	Régime R1
Heures pleines	N/A	4,2
Heures creuses	N/A	2,0

1 TOU	Régime R3	Régime R1
Heures normales	N/A	3,8

Exclusif de nuit	Régime R3	Régime R1
Exclusif de nuit	1,5	1,5

Le terme capacitaire introduit par la CWaPE ne concerne que les utilisateurs de réseau qui disposent d'un compteur communicant avec un régime de comptage R3, et qui bénéficient donc d'une tension tarifaire à 0 durant les heures solaires. Seules les pointes quart horaire mesurées durant la période de l'année allant du 1^{er} novembre au 31 mars de l'année suivante, de 17h à 22h, y inclus les jours de week-end et les jours fériés, dénommée « période tarifaire de pointe », sont prises en considération pour l'application du tarif. La « pointe » quart horaire est calculée pour chaque quart d'heure de la période tarifaire de pointe sur la base des données de consommation quart horaire comme étant la puissance moyenne de prélèvement sur le quart d'heure donné (courbe de charge quart horaire enregistrée et

communiquée par le compteur). Si cette pointe dépasse 10 kW, alors les kW supplémentaires sont tarifés selon les GRD entre 0,25 et 0,5 €/kW.

Enfin, la tarification des prosumers n'évolue pas par rapport à celle actuellement en vigueur, si ce n'est que lorsque le prosumer est facturé en fonction de ses prélèvements bruts et qu'il est en régime de comptage R3, plus aucun plafonnement de son coût de réseau ne s'applique.

3.3.3. Comparaison et évaluation qualitative des futures tarifications en Région flamande et wallonne

Les objectifs recherchés et poursuivis par la future tarification en Flandre et en Wallonie sont différents et dépendent notamment des lignes de politiques générales édictées dans les textes légaux de référence¹⁶. Cependant, nous pouvons comparer les deux systèmes au regard d'objectifs généraux poursuivis par la tarification et ainsi évaluer notamment les possibilités et les limites de la tarification évoluée, à savoir celle permise par les compteurs communicants.

3.3.3.1. Couverture des coûts

Tant la CWaPE que le VREG ont des méthodologies de type revenu cap avec un principe de soldes réglementaires couvrant les trop-perçus ou les moins-perçus, ce en quoi les tarifs de distribution dans ces deux régions respectent le principe de couverture des coûts du GRD.

3.3.3.2. Réflectivité

L'objectif selon lequel les tarifs doivent refléter les coûts est sans conteste un objectif central dans la nouvelle tarification du VREG qui a fortement évolué vers une tarification capacitaire plus en phase avec les *drivers* de coûts du GRD, notamment en fixant un pic mensuel plancher à 2,5 kW. Clairement, la réflectivité s'entend en Flandre sur l'ensemble des coûts du GRD, échoués et à venir. C'est avant tout le caractère équitable de la réflectivité des coûts qui est mis en avant, même si le principe du « timbre-poste »¹⁷ n'est pas à ce jour remis en cause (cependant ce tarif largement capacitaire ne reflète pas la différence de coûts induits par le positionnement temporel de la pointe : une pointe constatée à la pointe synchrone du réseau est valorisée au même coût qu'une pointe lorsque le réseau est peu chargé).

A l'inverse, la tarification voulue par la CWaPE ne reflète pas en priorité les coûts échus ni ce driver de coût qu'est la capacité utilisée du réseau par chaque utilisateur. L'accent est plutôt mis sur l'incitant à maîtriser les investissements à venir du GRD ou à les déplacer dans le temps, notamment dans le cadre de la gestion et de la prévention des congestions sur les réseaux, en tarifant plus cher les moments où le réseau risque d'atteindre ses limites physiques dans le but de contenir l'augmentation des points synchrones de prélèvement, et en tarifant moins cher les heures où le réseau risque la saturation à cause des productions locales pour encourager le déplacement des charges en vue d'intégrer ces productions au mieux. C'est donc plutôt la réflectivité des coûts futurs que vise la CWaPE, considérant certainement qu'il n'y a pas de gains d'efficacité à obtenir par la tarification sur les coûts échus.

¹⁶ Decreet van 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, article 4.1.32

Décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, article 4 §2

¹⁷ A savoir, le principe selon lequel le même tarif est payé par un utilisateur, quel que soit l'emplacement de son raccordement sur le réseau, qu'il soit en zone de réseau densément maillée et urbaine ou qu'il soit en zone de réseau en bout d'antenne et rurale.

3.3.3.3. *Equité et non-discrimination*

Le modèle flamand étant plus réflexif par rapport aux coûts échus et moins incitatif que le modèle wallon, nous pouvons considérer que ce premier est plus équitable. Il n'en demeure pas moins que le modèle tarifaire wallon ne semble pas poser à priori de problème d'équité pour autant.

3.3.3.4. *Transparence*

Les deux modèles tarifaires, leur méthodologie sous-jacente et leur processus d'adoption sont à notre sens totalement transparents.

3.3.3.5. *Prévisibilité et stabilité*

Les tarifs dans les deux régions sont publiés avant leur application, et donc pour autant qu'un utilisateur puisse estimer sa consommation ou ses pointes, il pourra prévoir son coût de distribution. La CWaPE publie par ailleurs ses tarifs pour l'ensemble de la période tarifaire et les revoit au fur et à mesure des années pour intégrer les soldes régulateurs. Le VREG publie ses tarifs sur base annuelle.

Dans les deux modèles régionaux, les tarifs doivent également leur stabilité à l'évolution du revenu autorisé du GRD et des usages sur les réseaux, qui connaissent des évolutions lentes mais maîtrisées. Cependant, les effets des changements tarifaires introduits par chacun des régulateurs sur les comportements des utilisateurs ont été trop peu analysés. En effet, les changements tarifaires sont conséquents et concernent l'ensemble des utilisateurs de chaque région, sans que ces derniers n'aient été testés ou pilotés dans un bac à sable régulateur, comme cela est pourtant permis par les deux législations. Nous considérons qu'il s'agit là d'un risque pris par les deux régulateurs, ou à tout le moins d'une opportunité manquée.

3.3.3.6. *Simplicité et lisibilité*

Les utilisateurs belges n'ont pas un historique et une connaissance de consommation lié à une mesure de pointe, ce en quoi le tarif capacitaire sera plus difficilement lisible et compréhensible pour eux dans un premier temps. En outre, nombre de consommateurs actuels peinent toujours à estimer la consommation de leurs appareils électriques. L'introduction d'une composante tarifaire, en Flandre certainement et en Wallonie dans une moindre mesure, complexifiera sans nul doute pour ces consommateurs la compréhension de leur facture. Pour ces raisons, une tarification se basant sur une composante capacitaire sera *de facto* moins lisible donc également moins inclusive.

3.3.3.7. *Non perturbation*

Une tarification du réseau sans TOU et fortement axée sur un terme capacitaire ne perturbera pas les signaux tarifaires donnés par la composante commodity de la facture. La future tarification flamande remplit donc pleinement l'objectif de non-perturbation.

A l'inverse, la tarification en Région wallonne risque de perturber les signaux tarifaires donnés par la commodity. En effet, si les tensions tarifaires voulues par la CWaPE correspondent aux tensions tarifaires de la commodity durant la saison d'été, ce n'est plus le cas pour l'hiver où manifestement les courbes BELPEX montrent que l'énergie est moins chère durant les heures de nuit par rapport aux heures solaires. En outre, s'agissant de courbes BELPEX moyenne, il n'est pas à exclure à l'avenir que les tarifs de distribution, pour certains jours, donnent des signaux contradictoires par rapport aux signaux de prix sur les marchés spot. Enfin, le maintien d'une tarification spécifique pour les exclusifs de nuit en Région wallonne n'est à notre sens pas non plus en phase avec cet objectif de non-perturbation.

Par ailleurs, force est de constater que les évolutions radicalement opposées des structures tarifaires et des TOU en Région flamande et Région wallonne pourraient conduire à une dualisation des offres commerciales en Belgique, en fonction de coûts opérationnels¹⁸ différents pour les fournisseurs dans les deux régions. Également, le coût d'implémentation de ces structures dans les systèmes informatiques et le peu de compteurs communicants actuellement déployés en Région wallonne, en plus du cadre législatif changeant, pourraient conduire certains acteurs commerciaux à progressivement se retirer (partiellement) ou désinvestir dans cette région.

3.3.3.8. Incitant à l'utilisation rationnelle du réseau

En incitant les consommateurs à déplacer leurs charges des heures de pointes vers les moments où la production est abondante et où le réseau est le moins sollicité, la tarification wallonne incite à une utilisation rationnelle du réseau (voir également l'objectif de réflectivité des coûts ci-avant). A l'inverse, la tarification flamande ne distingue pas différents moments où le pic mensuel serait comptabilisé, mettant sur un même pied un pic mensuel mesuré pour un utilisateur durant un moment creux du réseau et un autre durant un moment de pointe. Cette tarification flamande n'encourage pas non plus l'utilisateur à déplacer ses charges lorsque ce dernier se situe sous son pic mensuel pour un quart d'heure donné. Ce faisant, nous craignons que le taux de foisonnement ne se dégrade sur les réseaux flamands et que des investissements seront plus rapidement nécessaires pour éviter les congestions. Cette tarification flamande fera supporter ces coûts d'investissement sur l'ensemble des utilisateurs, alors que ces investissements seront dus aux utilisateurs ayant contribué à l'augmentation de la pointe synchrone du réseau BT.

3.3.3.9. Incitant à l'intégration des productions décentralisées

Voir le point ci-avant. Le modèle wallon est de loin plus incitatif que le modèle flamand à transférer la consommation vers les heures de forte production décentralisée solaire. En effet, en Flandre, un utilisateur qui ferait son pic mensuel en vue de consommer l'énergie qui serait abondamment produite sur le réseau de distribution par ses voisins se verrait pénalisé.

3.3.3.10. Incitant à l'efficacité énergétique et à l'utilisation rationnelle de l'énergie

Un tarif proportionnel incite par principe à utiliser moins et donc à consommer moins, ce en quoi la tarification wallonne est plus adéquate pour l'atteinte de cet objectif. Cependant, vu que le reste des composantes de la facture sont majoritairement de type proportionnel, la tarification en Flandre, faute de donner des incitants supplémentaires à cet objectif, ne le déforce pas non plus totalement. En outre, les investissements des utilisateurs dans de l'efficacité énergétique, impliquant une consommation moindre, se traduisent également dans des pics moindres.

3.3.3.11. Incitant à la promotion des nouveaux usages électriques

Selon les analyses produites par l'université de Gand pour le VREG, pour autant que l'utilisateur investisse dans des systèmes de gestion intelligente de ses charges et indépendamment du coût de ceux-ci, voire dans des batteries individuelles, la tarification flamande est plutôt de nature à encourager les nouveaux usages électriques, tant en mobilité qu'en chaleur, mais encourage également l'adoption d'un compteur intelligent et un régime de comptage R3 (mais le gain net global pour l'utilisateur du réseau y inclus le coût des systèmes de gestion intelligente des charges n'est cependant pas établi). Par contre, la tarification flamande est plutôt pénalisante à défaut de disposer de tels systèmes intelligents. Pour cette raison, elle peut être considérée comme moins inclusive pour les personnes qui ne seront pas à même d'investir dans ces systèmes intelligents, ou qui ne les comprendront pas suffisamment.

¹⁸ Sont principalement visés les coûts relatifs à la récupération des créances et le *bad debt*.

En Région wallonne, la tarification proportionnelle n'est pas de nature en soi à favoriser les nouveaux usages électriques. La composante capacitaire applicable au régime de comptage R3 est même de nature, par ses tarifs relativement pénalisants, à ne pas encourager les utilisateurs disposant de nouveaux usages à l'adopter, en particulier pour les usages relatifs au chauffage (la période d'application de ce tarif capacitaire de 17h à 21h heures étant fort longue).

3.3.3.12. Incitant au développement du partage d'énergie et des communautés d'énergie

Aucune des deux structures tarifaires ne prévoit d'exemption tarifaire pour le partage d'énergie et les communautés d'énergie, mais elles n'incluent pas non plus de tarif spécifique pour des éventuels coûts supplémentaires de comptage du GRD.

La tarification en Flandre serait même de nature à décourager ces partages (voir le point relatif à l'incitant à l'intégration des productions décentralisées)

Par contre, la tension tarifaire à 0 pour les heures solaires en régime R3 en Région wallonne serait de nature à favoriser indirectement ces partages en basse tension, sans pour autant que les tarifs ne soient discriminatoires envers les utilisateurs qui ne font pas partie d'une communauté ou d'un système de partage, ni sans remettre en cause le principe du « timbre-poste ».

3.4. Exemples de structures tarifaires évoluées implémentée en Europe dans des pays ayant généralisé le compteur intelligent

3.4.1. Tarification de l'utilisation du réseau de distribution d'électricité en France

Structure tarifaire du réseau HTA-BT¹⁹ retenue par la Commission de Régulation d'Énergie (CRE) en France pour la période tarifaire TURPE 6 (2021-2024)²⁰

La CRE estime que le rôle de la structure tarifaire est renforcé par la transformation du système électrique. Si la consommation annuelle d'électricité en France est globalement stable depuis plusieurs années, l'enjeu pour le réseau réside surtout dans la capacité à satisfaire la pointe de demande électrique principalement marquée du fait des usages thermosensibles (chauffage électrique). Par ailleurs, le développement accéléré des parcs de production éoliens et photovoltaïques ainsi que des nouvelles technologies (le stockage, le pilotage des véhicules électriques, la flexibilité, etc.) posent de nouveaux défis tout en apportant aussi de nouvelles opportunités aux gestionnaires de réseaux. Dans ce contexte, la CRE a engagé des travaux, afin de faire évoluer la structure tarifaire, pour lui permettre d'accompagner l'évolution des usages en reflétant correctement les coûts et bénéfices associés.

Le reflet de l'horosaisonnalité des coûts de réseaux

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématisée, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un surcoût limité pour les réseaux, lié à l'accroissement des pertes électriques principalement, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire, à terme, des besoins coûteux de renforcement du réseau.

Les réseaux de distribution d'électricité sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée) y compris en cas d'indisponibilité d'un ouvrage. Ainsi, les coûts de ces réseaux dépendent pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées.

La CRE considère que ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs : des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs que les coûts de réseau qu'ils engendrent ne sont pas les mêmes selon le moment de la sollicitation.

Composantes tarifaires

En France, les « coûts des réseaux » supportés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution peuvent être classés de la façon suivante :

- **les coûts de gestion et du comptage** sont des coûts qui ne dépendent pas de l'usage du réseau en tant que tel, mais du type de service permettant l'accès et l'utilisation de ce réseau, apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés (les coûts de la gestion clientèle, l'accueil téléphonique, la facturation et le recouvrement, l'entretien des dispositifs de comptage, de relève et de transmission de données de facturation,...) ;

¹⁹ HTA : 1 kV – 50 kV (89 600 clients) / BT : 50 V – 1 000 V (36,4 millions clients)

²⁰ « Tarif applicable au 1^{er} août 2021 pour une durée de quatre ans environ »

- **les coûts d'infrastructures** sont des coûts fixes à court terme (mis à part les coûts de gestion des congestions, très faibles à ce jour), mais variables à long terme par le jeu des investissements ;
- **les coûts de compensation des pertes électriques** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution des utilisateurs à ces coûts dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- **les coûts des réserves**, correspondant aux coûts de la constitution des réserves d'équilibrage (réglage de la fréquence, reconstitution des services système, réserves rapide et complémentaire, reconstitution des marges, interruptibilité) ainsi qu'aux coûts du réglage de la tension ;
- **les autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

Ces coûts sont répercutés aux utilisateurs de réseaux selon un ensemble de composantes, différenciées par niveau de tension, qui sont les suivantes :

- **des composantes fixes (€/an)**, qui couvrent les coûts de gestion et de comptage. Ces coûts ne dépendent pas de l'usage du réseau, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;
- **une composante de soutirage**, qui couvre les coûts d'infrastructure, les coûts de compensation des pertes, les coûts des réserves ainsi que les autres coûts non affectés par domaine de tension, tels que les charges centrales. Elle comporte :
 - **des coefficients appliqués à la puissance souscrite (€/kW/an)**, qui reflètent la contribution de la puissance demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
 - **des coefficients appliqués à l'énergie (€/kWh)**, qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts de compensation des pertes ;
- **une composante d'injection (€/MWh)**, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections sur le réseau de transport aux domaines de tension HTB 3 et HTB 2 et qui reflète la contribution de l'énergie injectée aux coûts de compensation des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi qu'au coût de compensation des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (Inter TSO Compensation) ;
- **des composantes spécifiques** à certains services spécifiques : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, etc.

Formes des grilles tarifaires

La CRE avait procédé dans le TURPE 5 à une simplification des grilles tarifaires vers un modèle dans lequel les utilisateurs en haute tension (HTB et HTA-BT) se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles, et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles, fonction des saisons et des heures, avec des versions tarifaires dépendant de la durée d'utilisation. Suite à plusieurs consultations, la CRE a décidé de maintenir la forme générale des grilles pour la période du TURPE 6,

en indiquant qu'à la suite de l'harmonisation des grilles tarifaires instaurée par le TURPE 5, les grilles en vigueur constituent un bon équilibre entre les principes de tarification.

Tableau 7. Forme des grilles tarifaires par domaine de tension

	<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> ← Heures chères Heures peu chères → </div>					
	Heures de pointe	Heures Pleines Saison Haute	Heures Creuses Saison Haute	Heures Pleines Saison Basse	Heures Creuses Saison Basse	
HTA	✓	✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT > 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT ≤ 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires 4 plages temporelles sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation).
				✓(*)	✓(*)	Une option à Différenciation Temporelle est proposée en version moyenne utilisation (MU DT, ou Heures Pleines/Heures Creuses) jusqu'à 2023. (*) : pas de différenciation saisonnière.
				✓		Une option sans différenciation saisonnière proposée en version Courte Utilisation (CU, ou Base) jusqu'à 2023 et en version Longue Utilisation (LU).

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié :

- **La saison haute** est constituée des mois de décembre à février, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent **la saison basse**. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.
- Les **heures de pointe** sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en **heures creuses**. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h, les heures restantes constituant **les heures pleines**.

Les différences entre **courte/longue utilisation** et **courte/moyenne utilisation** résident la différence de poids entre les coefficients appliqués à la puissance souscrite (€/kW/an) et les coefficients appliqués à l'énergie (€/kWh)

Source : CRE

Généralisation de l'option à quatre plages temporelles

Dans le contexte du déploiement du compteur connecté, la CRE a introduit dans le TURPE 5 HTA-BT des tarifs à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA. Toutefois, en raison de la proportion encore limitée de compteurs connectés déployés et dans un souci de progressivité des migrations entre options ainsi que des évolutions de facture, les options sans différenciation saisonnière Courte utilisation (CU, tarif unique) et Moyenne utilisation à différenciation temporelle (MU DT, différenciant heures pleines et heures creuses) ont été maintenues.

A long terme, la CRE considère que le maintien d'options tarifaires sans différenciation saisonnière n'est pas souhaitable, car il ne permet pas d'inciter l'ensemble des fournisseurs et des consommateurs à effectuer des efforts en termes d'innovation et d'efficacité énergétique durant les périodes de pointe sur les réseaux qui sont pour la plupart d'entre elles concentrées l'hiver et, ainsi, de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux dans la durée.

La CRE est favorable à une généralisation à terme du tarif à 4 plages temporelles à l'ensemble des utilisateurs. Cette généralisation étant conditionnée par l'acceptabilité des évolutions de factures associées, **la CRE a décidé une généralisation progressive, aboutissant en 2024**. La CRE a souligné la nécessité de veiller à l'acceptabilité des hausses de factures pour certains consommateurs, en particulier les plus précaires. Elle indique avoir mené une analyse des évolutions de factures afin de

s'assurer que les éventuelles hausses étaient contenues en analysant en particulier les profils de consommateurs pouvant correspondre aux situations de précarité.

La généralisation des options à 4 plages temporelles au cours de la période tarifaire TURPE 6 se traduit par **la suppression des options non saisonnalisées (CU et MU DT) en août 2024**, pour la dernière année de la période tarifaire. Pour lisser, au cours de la période du TURPE 6 HTA-BT, les évolutions tarifaires découlant de la suppression en 2024 des options CU et MU DT, **la CRE augmentera progressivement entre 2021 et 2023 le tarif de ces options et diminuera dans le même temps le tarif des options à 4 plages temporelles**. Le lissage aura pour effet, via la hausse progressive des options non horosaisonnalisées, de les « vider » progressivement.

Traitement des utilisateurs non équipés de compteurs connectés

La généralisation des options à 4 plages temporelles à l'horizon 2024 pose la question du traitement en 2024 des utilisateurs sans compteur connecté, soit de leur fait, car ils l'ont refusé, soit indépendamment de leur volonté, car ils ne bénéficient pas encore du déploiement. Selon le plan de déploiement prévu par Enedis, le taux d'utilisateurs n'ayant pas un compteur connecté en 2024 sera de 4 %, soit environ 1,5 million de points de livraison. Le problème se pose également en dehors de la zone de desserte d'Enedis, où les calendriers de déploiement sont plus tardifs.

Certains consommateurs ne seront donc toujours pas éligibles aux options TURPE à 4 plages temporelles CU4 et MU4 en 2024. **La CRE a retenu une solution consistant à conserver des options non saisonnalisées dérogatoires**, uniquement accessibles à ces clients, calées, en structure (c'est-à-dire hors évolution annuelle moyenne du niveau tarifaire), au même niveau qu'en 2023.

En outre, s'agissant des clients qui auront refusé le compteur connecté, la CRE a souligné qu'une partie des gains économiques apportés par le comptage évolué sont liés à la baisse des coûts de relève permise par la fin de la relève à pied. Par conséquent, tout client ayant refusé la pose d'un compteur évolué dégradera les gains attendus du projet. La CRE considère qu'il sera dès lors nécessaire de faire supporter les coûts de la relève résiduelle à ces seuls clients. Les modalités de facturation de ces coûts seront fixées par la CRE d'ici la fin du déploiement massif (90 % de compteurs connectés posés).

3.4.2. Tarification de l'utilisation du réseau de distribution d'électricité en Espagne

Retour d'expérience de la nouvelle structure tarifaire retenue en Espagne

Le régulateur espagnol, la CNMC, a généralisé l'utilisation des tarifs de type *Time of Use* statiques, obligatoires pour tous les utilisateurs du réseau à partir du 1^{er} juin 2021.

La grande nouveauté est que la part capacitaire pour les consommateurs résidentiels est désormais sur deux périodes de temps, tandis que la part énergie est divisée en trois périodes. Chaque client peut souscrire deux puissances différentes pour les deux périodes : il convient dans la mesure du possible de souscrire une plus grande puissance en heures creuses, en particulier pour certains nouveaux usages tels que la recharge de véhicules électriques ou les pompes à chaleur.

Au 1^{er} juin 2021, les clients conservent par défaut la même puissance que celle souscrite précédemment. Elle sera la même dans les deux nouvelles périodes (heures pleines et heures creuses), mais le client peut modifier cette puissance à tout moment (et sans frais pendant les 12 premiers mois sous certaines conditions).

Tableau 8. Périodes horaires proposées aux clients résidentiels en Espagne depuis le 1^{er} juin 2021

Tarifs	Plages horaires pour la part énergie (€/kWh)	Plages horaires pour la part capacitaire (€/kW)
Avant le 1^{er} juin 2021	1, 2 ou 3 périodes horaires pour la consommation	1 période de temps pour la puissance
Depuis le 1^{er} juin 2021	3 périodes horaires pour la consommation : Lundi à vendredi (jours ouvrés) : <ul style="list-style-type: none"> • Heures pleines : 10h – 14h, 18h – 22h • Heures mi-pic : 8h00 – 10h00, 14h00 – 18h00, 22h-Minuit • Heures creuses : Minuit – 8h Samedi, dimanche et jours fériés : <ul style="list-style-type: none"> • Heures creuses : 24h 	2 périodes de temps pour la puissance : Lundi à vendredi (jours ouvrés) : <ul style="list-style-type: none"> • Heures pleines : 8h – Minuit • Heures creuses : Minuit – 8h Samedi, dimanche et jours fériés : <ul style="list-style-type: none"> • Heures creuses : 24h

Pour les clients professionnels, six périodes horaires sont désormais proposées pour les parts capacitaire et énergie. De plus, pour les clients non domestiques, des frais supplémentaires s'appliquent lorsque la capacité utilisée dépasse la capacité contractuelle.

Tableau 9. Tarifs de distribution applicables au 1^{er} juin 2021 en Espagne

Voltage level	Contracted Capacity	Tariff	Capacity charge in network tariffs (€/kW year)						Energy charge in network tariffs (€/MWh)						
			P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
NT ≤ 1 kV	≤ 15 kW	2.0 TD	23,47		0,96				27,38	20,62	0,71	0,00	0,00	0,00	
NT ≤ 1 kV	> 15 kW	3.0 TD	10,65	9,30	3,75	2,85	1,15	1,15	18,49	15,66	8,52	5,62	0,34	0,34	
1 kV < NT < 30 kV	-	6.1 TD	21,25	21,25	11,53	8,72	0,56	0,56	18,84	15,48	9,11	5,78	0,33	0,33	
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	-	6.2 TD	15,27	15,27	7,48	6,68	0,46	0,46	10,37	8,43	4,93	3,14	0,18	0,18	
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	-	6.3 TD	11,55	11,55	6,32	3,69	0,71	0,71	9,65	8,08	4,94	2,29	0,26	0,26	
NT ≥ 145 kV	-	6.4 TD	12,05	9,24	4,44	3,37	0,63	0,63	8,78	6,98	4,03	3,00	0,18	0,18	
1 kV < NT < 30 kV	> 15 kW	3.0 TDVE	2,66	2,32	0,94	0,72	0,28	0,28	74,38	63,07	34,43	22,71	1,32	1,32	
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	-	6.1 TDVE	4,73	4,73	2,57	1,94	0,12	0,12	147,27	121,00	71,20	45,19	2,57	2,57	

Source : Eurelectric

L'introduction de ces tarifs a été controversée, principalement parce qu'elle a coïncidé avec une période inhabituelle de prix élevés du CO₂ et du gaz naturel, qui ont amené les prix de gros de l'électricité à des niveaux historiquement élevés. Le tarif réglementé par défaut, qui s'applique à plus de 10 millions de consommateurs d'électricité domestiques, est basé sur une répercussion directe du

prix spot, de sorte que les périodes de prix de gros élevés font souvent la une des journaux et provoquent des bouleversements sociaux et politiques.

Ces nouveaux tarifs de réseau ont été conçus et approuvés, pour la première fois, par le régulateur (la CNMC), après un long conflit avec le ministère qui, contrairement aux exigences de la législation européenne, était chargé de fixer les tarifs du réseau jusque-là. La structure, les plages horaires et les valeurs pour la part capacitaire et la part énergie ont été établies sur la base d'une analyse détaillée des coûts du réseau correspondant à chaque niveau de tension et du profil de charge du réseau tout au long de l'année. Toutefois, dans le débat public, certaines associations de consommateurs et même des ministres du gouvernement ont réclamé une modification des plages horaires, en allongeant les heures creuses.

4. Sélection des structures tarifaires évoluées à évaluer en détail

4.1. Ensemble des structures tarifaires considérées

Dans le cadre des travaux de la première partie du module I, nous avons considéré 5 structures tarifaires évoluées envisageables pour leur application à l'ensemble des URD BT pour le tarif d'utilisation et de gestion du réseau de distribution. Ces structures peuvent être classées selon 3 principales typologies :

- Les structures tarifaires de **type puissance mesurée** (approche flamande) ;
- Les structures tarifaires de **type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle** (approche wallonne) ;
- structures tarifaires de **type terme proportionnel à la consommation différencié par tranche de puissance mesurée**.

Tableau 10. Liste des 5 structures tarifaires évoluées considérées dans le cadre des travaux de la première partie de la phase 2 du module I

Typologie	1. Puissance mesurée	2. Terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle	3. Terme proportionnel à la consommation différencié par tranche de puissance mesurée
Caractéristiques clés communes	Terme tarifaire capacitaire (€/kW) : appliqué à la puissance mesurée, mise à disposition, ou le cas échéant souscrite Terme proportionnel à la consommation (ct€/kWh) : appliqué à l'énergie mesurée		
Caractéristiques clés spécifiques	Terme capacitaire appliqué à la puissance mesurée	Terme proportionnel à la consommation différencié temporellement	Terme proportionnel à la consommation différencié par tranche de puissance mesurée
Type A	Structure tarifaire 1A : Terme capacitaire = puissance maximale quart-horaire mesurée, sans différenciation temporelle <i>(approche flamande)</i>	Structure tarifaire 2A : Différenciation temporelle (2 à 4 plages horaires), sans horosaisonnalité	Structure tarifaire 3 : Différenciation temporelle à 2 ou 3 plages

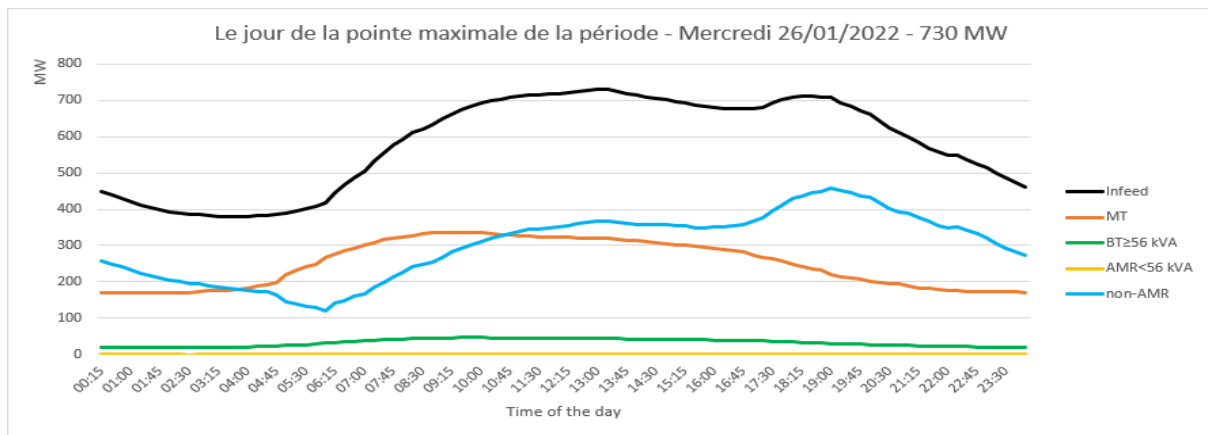
		<i>(approche wallonne, sans la pénalité sur la puissance mesurée)</i>	
Type B	Structure tarifaire 1B : Terme capacitaire = puissance maximale quart-horaire mesurée, avec différenciation temporelle à 2 ou 3 plages	Structure tarifaire 2B : Différenciation temporelle avec 2 à 4 plages horosaisonnnières	

Nous avons réalisé une première analyse comparative des 5 structures tarifaires proposées afin d'aider BRUGEL et Sibelga dans leur réflexion pour sélectionner les structures tarifaires les plus pertinentes en vue d'une analyse comparative plus détaillée selon 17 critères, qui est présentée au chapitre 5, et de simulations qui seront réalisées ultérieurement par Sibelga.

Les structures tarifaires sélectionnées doivent en particulier apporter une réponse efficace aux principaux enjeux de la tarification évoluée identifiés lors de la phase I de l'étude :

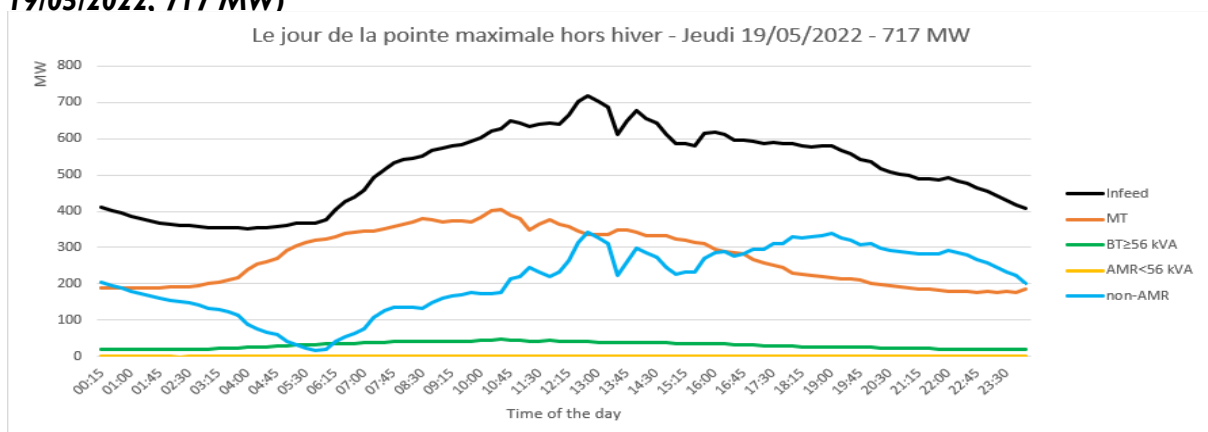
1. La minimisation de l'utilisation du réseau BT aux heures de pointe (cf. Figure 7 et Figure 8 ci-après), qui se situe en début de soirée vers 19h00 en hiver (voir courbe non-AMR en bleu clair sur la figure suivante ci-dessous pour les clients BT de moins de 56 kVA et la courbe verte pour les clients BT > 56 kVA).
2. Le report des consommations BT en période de pointe, en particulier celles liées aux nouveaux usages de l'électricité, en priorité vers la période où le réseau est le moins sous tension. Les courbes de charge suivantes transmises par Sibelga le 24 mars 2023 montre qu'à l'heure actuelle, un report vers la nuit est à privilégier en priorité I par rapport à un report vers la journée, pendant laquelle la pointe globale du réseau (730 MW, courbe noire « infeed » sur la figure suivante) a lieu en hiver entre 13h00 et 14h00 malgré la production solaire (voir paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Il est à noter qu'hors hiver, la pointe globale du réseau se situe également en journée vers 13h00, à un niveau légèrement inférieur à celui de la pointe hiver (717 MW).

Figure 7. Courbe de charge du réseau global de Sibelga (Infeed) et par catégories de clients lors de la journée où la pointe 2022 du réseau global a été atteinte (hiver, mercredi 26/01/2022, 730 MW)



Source : Sibelga

Figure 8. Courbe de charge du réseau global de Sibelga (Infeed) et par catégories de clients lors de la journée où la pointe 2022 hors hiver du réseau global a été atteinte (jeudi 19/05/2022, 717 MW)



Source : Sibelga

Note :

- La courbe noire représente la puissance appelée par l'ensemble du réseau
- La puissance appelée par le réseau BT est la somme des courbes bleu clair (URD BT de moins de 56 kVA non équipée de compteurs AMR, c'est-à-dire la quasi-totalité des URD de moins de 56 kVA), verte (URD BT de plus de 56 kVA) et jaune (URD BT de moins de 56 kVA équipée d'un compteur AMR - environ 220 EAN de moins de 56 kVA sont équipés d'un compteur AMR)

Suite aux discussions avec Sibelga, BRUGEL a décidé de mener l'analyse détaillée des structures tarifaires évoluées suivantes :

- la structure tarifaire de type puissance mesurée, avec différenciation temporelle (structure tarifaire IB) ;

- Les **structures tarifaires de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle**, sans différenciation saisonnière d'une part, et en évaluant l'impact de l'horosaisonnalité d'autre part (structures tarifaires 2A et 2B).

Par la suite une analyse qualitative pourrait être réalisée par Brugel afin d'évaluer l'acceptabilité des différentes structures et les mesures connexes à envisager (information sur les plages horaires, compréhension de la structure tarifaire). Cette analyse ne fait pas partie de la présente étude.

La typologie 0 suggérée par Sibelga, qui consiste en une tarification transitoire améliorant la tarification actuelle sans s'appuyer sur les fonctionnalités du compteur intelligent dans l'attente de l'introduction de la tarification évoluée cible, est abordée au paragraphe 7.1.5.

4.2. Description des structures tarifaires analysées

4.2.1. Points préliminaires relatifs aux plages de différenciation temporelles et à la structure tarifaire applicable aux URD ayant une puissance de raccordement ≥ 56 kVA

Dans le cadre des échanges menés avec BRUGEL et Sibelga, des règles communes à l'ensemble des structures sélectionnées, détaillées dans la présente section, ont été fixées concernant les points suivants :

- le nombre et le positionnement de plages temporelles, pour le terme capacitaire dans le cas de la structure tarifaire 1B ou pour le terme proportionnel à la consommation pour les structures tarifaires 2A et 2B (l'impact de l'horosaisonnalité est traité en section 4.2.3) ;
- la structure tarifaire applicable aux URD ayant une puissance de raccordement ≥ 56 kVA.

Mise en place de plages temporelles :

Les compteurs intelligents déployés en RBC permettent de mettre en place jusqu'à 4 plages temporelles différentes. Les figures 1 et 2 montrent que la pointe globale du réseau (730 MW) se situe en hiver avec deux périodes de tension : en milieu de journée pour le réseau dans son ensemble (13-14h) et le soir pour le réseau BT et le réseau global (19-20h). La pointe des clients BT se situant en soirée, le report d'une part de la consommation des clients BT du soir vers la journée est donc positif à la maille de la BT mais n'est pas adapté globalement puisque cela aurait pour effet de renforcer la pointe de mi-journée, qui est légèrement supérieure à la pointe du soir. L'enjeu réside donc dans le niveau d'incitation à mettre en place pour reporter une part de la consommation à la pointe vers la nuit. Il est légitime de s'interroger sur la pertinence et l'intérêt de la mise en place de 2, 3 ou 4 plages temporelles :

- La mise en place de 2 plages temporelles permet de répondre à cette problématique en mettant en place deux plages tarifaires : jour (de 7h à 22h) et nuit (de 22h à 7h), où le terme tarifaire jour est le plus élevé ($\text{terme}_{\text{jour}} > \text{terme}_{\text{nuit}}$). Toutefois, 2 plages temporelles ne sont pas optimales au niveau de la réflectivité des coûts pour les clients BT (pas de pénalisation de la pointe du soir par rapport à la journée) et l'amplitude tarifaire entre le jour et la nuit doit être limitée (le tarif jour doit être d'autant plus cher que le tarif nuit est bas). La faible amplitude tarifaire peut conduire à une incitation plus faible pour les URD à reporter leur consommation vers la nuit.
- La mise en place de 3 plages temporelles permet de distinguer les consommations en journée et à la pointe en introduisant un terme spécifique à la période de pointe. Cela se traduit par la mise en place de 3 plages temporelles : jour (de 7h à 17h), pointe (de 17h à 22h) et nuit (de

22h à 7h), où le terme tarifaire pointe est le plus élevé ($\text{terme}_{\text{pointe}} > \text{terme}_{\text{jour}} > \text{terme}_{\text{nuit}}$). 3 plages permettent d'ajuster plus finement les signaux tarifaires avec une amplitude tarifaire qui est plus importante entre le terme le plus élevé et le terme le moins élevé que dans le cas de 2 plages temporelles. La mise en place de 3 plages temporelles s'avère donc plus incitative pour les URD et plus réfective des coûts. Elle apporte également plus de flexibilité pour le futur qu'une tarification à 2 plages temporelles (le fort développement de la production solaire prévu à Bruxelles d'ici 2030 pourrait par exemple faire baisser la pointe du réseau global en journée). Sibelga considère qu'au lancement d'une telle structure tarifaire, il serait préférable d'avoir des tensions faibles entre les 3 plages tarifaires, cette tension pouvant être accentuée par la suite si nécessaire.

- La mise en place de 4 plages temporelles apporte une granularité encore plus importante que 3 plages. Cependant, cela n'apporte aucun bénéfice dans le cas de la RBC, autre qu'une flexibilité pour des évolutions potentielle à long terme, et rend la structure tarifaire plus complexe et moins lisible pour les URD.

La mise en place de 3 plages temporelles apparaît comme la solution la plus pertinente pour la RBC. Il s'agit d'un levier efficace pour répondre aux deux enjeux majeurs du GRD (minimisation de la pointe et report de consommation à la pointe vers d'autres périodes pendant lesquelles le réseau est moins chargée) lors des prochaines années. Nous fixons donc 3 plages temporelles pour les structures tarifaires sélectionnées.

Le cas des URD avec une puissance de raccordement ≥ 56 kVA :

La tarification des clients BT de Sibelga est décomposée en 2 catégories selon la puissance du raccordement : < 56 kVA et ≥ 56 kVA. Les figures 1 et 2 montrent que les problématiques ne sont pas les mêmes pour ces deux groupes de client. En effet, les clients ayant une puissance de raccordement ≥ 56 kVA sont principalement des clients professionnels dont la pointe de consommation se situe en matinée et non le soir, à l'instar des clients MT. Compte-tenu de leur courbe de charge très différente de celle des clients BT avec une puissance de raccordement < 56 kVA, la mise en place d'une différenciation temporelle devrait être différente entre les deux groupes au risque de pénaliser fortement les clients ayant une puissance de raccordement ≥ 56 kVA. Aussi, il semble délicat de pénaliser fortement la consommation de ces clients en journée car, s'agissant majoritairement de professionnels, ils ne disposent pas d'une flexibilité importante pour reporter leur consommation. Par ailleurs, ce groupe de clients bénéficie déjà d'une tarification évoluée basée sur la puissance mesurée, qui est en accord avec les enjeux de ce groupe de client.

En accord avec Sibelga, il est recommandé de conserver la tarification actuellement en vigueur pour les clients BT ayant une puissance de raccordement ≥ 56 kVA et de focaliser la tarification évoluée sur les clients BT < 56 kVA.

4.2.2. Structure tarifaire de type puissance mesurée, avec différenciation temporelle (structure tarifaire IB)

Les coefficients de **pondération des termes capacitaires (X %)** et **proportionnel à la consommation (Y %)** sont des paramètres du modèle de tarification à fixer par le régulateur. Dans le cadre d'une structure tarifaire de type puissance mesurée, il convient de surpondérer fortement la composante capacitaire afin de garantir le niveau d'incitation désiré (typiquement 80 %, comme dans le modèle flamand). En effet, toute l'efficacité du modèle réside dans l'incitation à limiter le pic de puissance mensuel des URD et ainsi lisser leur consommation sur la journée. Une sous-pondération du terme capacitaire peut se traduire par une mauvaise compréhension du signal envoyés aux GRD et donc se révéler inefficace.

Pour le **calcul du pic mensuel**, nous écartons la possibilité de retenir chaque mois le pic mensuel de l'URD en raison des principes de prévisibilité et stabilité des coûts de distribution. De plus, le pic mensuel varie fortement en fonction des saisons. Il convient plutôt d'utiliser le pic mensuel moyen calculé comme la moyenne des **pics mensuels mesurés sur 12 mois glissants** comme dans le modèle flamand.

La méthode de calcul des pics mensuels en Flandre n'est pas parfaite puisqu'elle estime la puissance maximale appelée par la puissance moyenne du quart d'heure pour lequel la consommation est maximale dans le mois. Cependant, il est en pratique impossible de déterminer la puissance maximale mensuelle de chaque URD (puissance réelle), il serait aussi très coûteux de réduire le pas quart-horaire utilisé (limite technologique au niveau de la mémoire des compteurs, coûts de communication importants, traitement des données plus complexe)²¹. L'intégrale sur le quart-heure est plus juste. La limite de l'approche flamande nous semble pertinente étant donné que les développements nécessaires à son implémentation ont déjà été réalisés au niveau de la chaîne communicante²² et qu'elle fournit une estimation acceptable de la puissance maximale. Il est donc recommandé de s'appuyer sur cette solution développée pour déterminer le pic mensuel.

Enfin, la VREG a mis en place une **valeur plancher** de 2,50 kW (pour le pic mensuel moyen d'un URD) qui représente une contribution minimale aux coûts du réseau. Le principe de valeur plancher est en accord avec le fait que la tarification doit refléter les coûts effectivement supportés par le GRD. La valeur plancher est un paramètre du modèle de tarification qui doit permettre au GRD de recouvrer ses coûts. Cette valeur n'a pas d'impact sur la présente analyse multicritère, et devrait être fixée ultérieurement (en tenant compte de la différence des consommations entre un client résidentiel flamand et bruxellois, ces derniers soutirant beaucoup moins) si la tarification IB était finalement retenue à l'issue de l'étude.

Afin de favoriser le report de la consommation lors de la pointe vers la nuit, nous proposons d'instaurer une différenciation temporelle selon 3 plages temporelles tel qu'expliqué précédemment, avec un terme capacitaire maximal à la pointe ($\text{terme}_{\text{pointe}} > \text{terme}_{\text{jour}} > \text{terme}_{\text{nuit}}$).

La mise en place de plages temporelles différenciées relatives à la puissance maximale mesurée n'est, à notre connaissance, pas disponible au niveau des registres du compteur intelligent déployé par Sibelga. La mise en œuvre de cette structure tarifaire nécessiterait donc :

- soit de calculer la puissance maximale par plage temporelle sur la base de la courbe de charge quart horaire récupérée du compteur, ce qui induit une **complexité au niveau informatique et des coûts de gestion de données additionnels** (un développement software est requis et l'infrastructure informatique doit disposer d'une puissance de calcul suffisante pour garantir le niveau de performance requis) (il s'agit de l'approche privilégiée par Sibelga à ce stade) ;
- soit un **développement additionnel au niveau du firmware du compteur intelligent**, avec un coût associé.

²¹ Il est à noter que des pointes visibles uniquement en infra-quart-horaire ne reflètent pas réellement le niveau de consommation chez les clients résidentiels mais plutôt un dysfonctionnement ou un démarrage des appareils

²² Sibelga a confirmé que le firmware 1.99 est en cours de déploiement sur son parc de compteurs intelligents (ce firmware introduit le registre 1.6.0 qui enregistre le maximum de la puissance moyenne prélevée sur un quart d'heure depuis le début du mois)

Tableau 11. Tarif d'utilisation du réseau pour la structure tarifaire IB (URD avec une puissance de raccordement < 56 kVA, avec compteur communicant)

Tarif d'utilisation du réseau	Catégorie de clients
	< 56 kVA avec compteur communicant
Terme capacitaire	Pondération : 80 % Unité : € / kW / an Mise en place d'une valeur plancher du pic mensuel moyen
<ul style="list-style-type: none"> Plage 1 (pointe) 	Plage horaire : de 17h à 22h Le terme pointe est le plus élevé ($\text{Terme}_{\text{pointe}} > \text{Terme}_{\text{jour}} \geq \text{Terme}_{\text{nuit}}$)
<ul style="list-style-type: none"> Plage 2 (jour) 	Plage horaire : de 7h à 17h Avec : $\text{Terme}_{\text{pointe}} > \text{Terme}_{\text{jour}} \geq \text{Terme}_{\text{nuit}}$
<ul style="list-style-type: none"> Plage 3 (nuit) 	Plage horaire : de 22h à 7h Le terme nuit est le moins élevé ($\text{Terme}_{\text{pointe}} > \text{Terme}_{\text{jour}} \geq \text{Terme}_{\text{nuit}}$)
Terme proportionnel à la consommation	Pondération : 20 % Unité : € / kWh

4.2.3. Structures tarifaires de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle (structures tarifaires 2A et 2B)

Les coefficients de **pondération des termes capacitaires (X %)** et **proportionnel à la consommation (Y %)** sont des paramètres du modèle de régulation à fixer par le régulateur. Dans le cadre d'une structure tarifaire de type Time-of-Use, le terme proportionnel à la consommation est surpondéré (typiquement $X = 20\%$ / $Y = 80\%$, comme aujourd'hui).

Afin de favoriser le report de la consommation lors de la pointe vers la nuit, nous proposons d'instaurer une différenciation temporelle selon 3 plages temporelles tel qu'expliqué précédemment, avec un terme proportionnel à la consommation maximal à la pointe ($\text{terme}_{\text{pointe}} > \text{terme}_{\text{jour}} > \text{terme}_{\text{nuit}}$).

Pour le terme capacitaire, exprimé en euros par an, trois options ont été envisagées :

- Option 1 : un terme dépendant de la puissance mise à disposition serait conservé**, en évaluant si un seuil différent du seuil actuel de 13 kVA ainsi qu'une plus grande granularité (plusieurs seuils de puissance entre 0 et 56 kVA avec un terme capacitaire croissant) ne devraient pas être mise en place afin notamment d'inciter les URD au dimensionnement optimisé des nouveaux raccordements. Cette approche n'apporte cependant qu'un bénéfice

limité pour les raccordements existants, l'URD utilisant un raccordement existant pouvant demander son déforçement pour raison tarifaire. L'option 1 ne paraît pas très pertinente.

- **Option 2 : un terme capacitaire dépendant de la puissance souscrite entre 0 et 56 kVA serait mis en place** (prix par tranche de puissance souscrite), dans la limite de la puissance mise à disposition, la puissance souscrite étant un choix de l'URD en fonction de son besoin. La puissance souscrite est définie comme la puissance maximale du disjoncteur intégré au compteur intelligent, qui serait configurée à distance à la demande de l'URD. Ce dispositif disjoncterait donc chaque fois que l'URD appelle une puissance au-delà de sa puissance souscrite. L'URD pourrait rétablir l'alimentation en appuyant sur le bouton prévu à cet effet sur le compteur. Cette option 2 aurait l'avantage d'inciter les URD à optimiser la puissance des nouveaux équipements qu'ils vont installer comme les bornes de charge privées (par exemple privilégier une borne de 7 kW plutôt qu'une borne de 11 ou 22 kW), tout en leur laissant malgré tout la possibilité d'investir dans équipements de plus forte puissance s'ils le souhaitent, au prix d'un terme capacitaire plus élevé (et si nécessaire au prix également d'un renforcement du raccordement). Cette option est déjà en place à l'étranger, par exemple en France, et paraît très pertinente du fait de son caractère incitatif et de sa relativement faible complexité d'implémentation, qui s'appuie malgré tout sur les fonctionnalités du compteur intelligent. La mise en œuvre de cette option n'est cependant pas anodine : Sibelga doit mettre en place un canal de récolte et de mise à jour de cette information à la demande de l'URD (en France ceci se fait via le fournisseur), qui impliquerait probablement selon Sibelga un changement du MIG et de la CMS (pour une spécificité bruxelloise).
- **Option 3 : un terme capacitaire dépendant de la puissance mesurée**, sur la même base que la tarification à la puissance mesurée. On obtiendrait de la sorte le même type d'incitation qu'avec l'option 2, mais avec une complexité qui paraît plus importante et une lisibilité moindre pour les URD.

Suite à concertation avec BRUGEL et Sibelga, l'option 2 est recommandée car elle est implémentable via les compteurs intelligents et permet aux URD d'optimiser leur puissance en fonction de leurs besoins au bénéfice du réseau (ce que ne permet pas l'option 1). De plus, cette option est moins complexe à implémenter et plus lisible pour les URD que l'option 3.

Sibelga considère que l'option 2 est en effet la plus pertinente, mais ne doit pas nécessairement être introduite dans un premier temps, proposant de faire évoluer étape par étape la complexité pour tous les acteurs et les URD.

Tableau 12. Tarif d'utilisation du réseau pour la structure tarifaire 2A pour les clients BT avec une puissance de raccordement < 56 kVA avec compteur communicant

Tarif d'utilisation du réseau	Catégorie de clients
	< 56 kVA
Terme capacitaire	Pondération : $\leq 20 \%$ Unité : € / kW / an (ou par mois) Fonction de la puissance souscrite Seuil(s) de puissance souscrite à définir Pondération : $\leq 20 \%$ Unité : € / kW / an (ou par mois)
Terme proportionnel à la consommation (3 plages)	Pondération : $\geq 80 \%$ Unité : € / kWh / mois
<ul style="list-style-type: none"> Plage 1 (pointe) 	Plage horaire : de 17h à 22h Le terme pointe est le plus élevé ($\text{Terme}_{\text{pointe}} > \text{Terme}_{\text{jour}} \geq \text{Terme}_{\text{nuit}}$)
<ul style="list-style-type: none"> Plage 2 (jour) 	Plage horaire : de 7h à 17h Avec : $\text{Terme}_{\text{pointe}} > \text{Terme}_{\text{jour}} \geq \text{Terme}_{\text{nuit}}$
<ul style="list-style-type: none"> Plage 3 (nuit) 	Plage horaire : de 22h à 7h Le terme nuit est le moins élevé ($\text{Terme}_{\text{pointe}} > \text{Terme}_{\text{jour}} \geq \text{Terme}_{\text{nuit}}$)

Impact de l'horosaisonnalité

La Figure 8 montre la différence de problématique rencontrée par le réseau de Sibelga en hiver et hors hiver. En effet, la pointe BT (< 56 kVA) du soir est beaucoup plus faible hors hiver qu'en hiver, alors même que la pointe globale du réseau a lieu entre 12h et 13h. De plus, la pointe globale hors hiver (717 MW) est relativement proche de la pointe globale en hiver (730 MW).

Afin de tenir compte de cette problématique, il est possible d'ajuster le niveau du terme proportionnel à la consommation par plage temporelle selon une différenciation saisonnière, en conservant les mêmes plages temporelles, afin de mettre en place un tarif moins contraignant hors hiver, par exemple :

- En hiver : terme plage 1 (pointe) > terme plage 2 (jour) > terme plage 3 (nuit) ;
- Hors hiver : terme plage 1 (pointe) = terme plage 2 (jour) > terme plage 3 (nuit).

Hors hiver, le terme nuit resterait le terme le moins élevé, mais dans des proportions moindre qu'en hiver.

Cette différenciation temporelle pourra être ajustée si nécessaire selon le développement de la pointe BT hors hiver.

Tableau 13. Tarif d'utilisation du réseau pour la structure tarifaire 2B pour les clients BT avec une puissance de raccordement < 56 kVA avec compteur communicant

Tarif d'utilisation du réseau	Clients < 56 kVA	
	Hiver	Hors hiver
Terme capacitaire	Pondération : ≤ 20 % Unité : € / kW / an (ou par mois) Fonction de la puissance souscrite Seuil(s) de puissance souscrite à définir	Pondération : ≤ 20 % Unité : € / kW / an (ou par mois) Fonction de la puissance souscrite Seuil(s) de puissance souscrite à définir
Terme proportionnel à la consommation (3 plages)	Pondération : ≥ 80 % Unité : € / kWh / mois	Pondération : ≥ 80 % Unité : € / kWh / mois
<ul style="list-style-type: none"> • Plage 1 (pointe) 	Plage horaire : 17h à 22h Terme le plus élevé	Plage horaire : 17h à 22h Terme le plus élevé et égal au terme jour
<ul style="list-style-type: none"> • Plage 2 (jour) 	Plage horaire : 7h à 17h Terme intermédiaire	Plage horaire : 7h à 17h Terme le plus élevé et égal au terme pointe
<ul style="list-style-type: none"> • Plage 3 (nuit) 	Plage horaire : 22h à 7h Terme le plus faible	Plage horaire : 22h à 7h Terme le plus faible

Note : en matière de niveau production photovoltaïque, on pourrait même distinguer 3 saisons – été, hiver, intersaison. Une tarification horosaisonnaire à 3 saisons n'est pas analysée ici en raison de sa trop grande complexité et de son manque de lisibilité pour les URD.

5. Evaluation détaillée des structures tarifaires sélectionnées

5.1. Critères d'évaluations

Les trois structures tarifaires sélectionnées sont évaluées selon une liste de 17 critères retenus par BRUGEL, conformément au cahier des charges de l'étude :

- **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 réceptifs aux problématiques liées à l'énergie)
 3. Prédicibilité (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 critères)
 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 généralement 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 critères)
14. Réflectivité 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, ou sur le signal prix de la commodité)
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) ; ce critère mesure donc le degré de pérennité de la structure, donc sa capacité à perdurer sur plusieurs périodes tarifaires (si besoin avec un recalibrage des paramètres)

Chaque critère est évalué selon une note comprise entre 0 et 4, définie telle que :

- 0 : la structure tarifaire est totalement contreproductive par rapport au critère considéré ;
- 1 : la structure tarifaire est plutôt contreproductive par rapport au critère considéré ;
- 2 : la structure tarifaire est neutre par rapport au critère considéré ;
- 3 : la structure tarifaire est plutôt pertinente par rapport au critère considéré ;
- 4 : la structure tarifaire est totalement pertinente par rapport au critère considéré.

La note finale attribuée à chaque structure tarifaire est égale à la somme des notes sur chacune des 17 critères, sans pondération.

Il est important de noter que ces critères ne sont pas indépendants entre eux, et certains sont plus significatifs que d'autres avec :

- d'une part le respect des principes fondamentaux de la tarification qui est indispensable, en particulier pour la capacité des tarifs à couvrir les coûts du GRD et la non-discrimination ;
- d'autre part la réponse aux principaux enjeux de la tarification évoluée identifiés lors de la phase I de l'étude et permettant notamment d'accompagner la transition énergétique à moindre coût.

5.2. Evaluation

5.2.1. Structure tarifaire de type puissance mesurée avec différenciation temporelle (IB)

Les notes attribuées à chacun des critères, ainsi que les éléments de motivation associés, sont les suivants pour la structure tarifaire IB :

Les indispensables :

- Capacité à couvrir les coûts :

Note : 4

Éléments de motivation :

La méthodologie tarifaire envisagée par BRUGEL lors de prochaine période tarifaire est de type revenu cap avec un principe de soldes régulateurs couvrant les trop-perçus ou les moins-perçus, ce en quoi les tarifs de distribution respectent le principe de couverture des coûts du GRD. Cette constatation est valable pour toutes les structures tarifaires étudiées dans la présente note.

- Accessibilité à l'électricité :

Note : 2

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB en tant que telle est neutre vis-à-vis de ce critère ; à date, aucun autre mécanisme n'est proposé pour limiter l'impact sur les ménages précarisés (l'introduction d'un tarif social correspondant à cette structure tarifaire contribuerait à augmenter cette note mais relève d'une problématique indépendante et fédérale, hors du champ des nouveaux tarifs de distribution).

- Prédicibilité :

Note : 1

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB est peu performante sur ce critère : la tarification à la puissance mesurée constitue un changement de paradigme pour les URD bruxellois. La capacité des URD à prévoir le niveau de leur facture et d'en déduire les comportements à adapter pour la réduire est intrinsèquement plus complexe avec cette structure tarifaire qu'avec une structure tarifaire majoritairement basée sur la part proportionnelle à la consommation.

- Transparence :

Note : 2

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB est neutre sur ce critère dans la mesure où l'ensemble des informations permettant à un URD de vérifier sa facture seront communiqués (Pmax mensuelle par mois, Pmax moyenne sur 12 mois, grille tarifaire).

- Non-discrimination :

Note : 4

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB respecte le principe de non-discrimination puisque le montant de la facture d'un URD dépend de son comportement de consommation (i.e. de sa courbe de charge de prélèvement d'électricité du réseau) et non de l'usage (i.e. des types d'équipements utilisés conduisant à cette courbe de charge de prélèvement).

La capacité à accompagner la transition énergétique à moindre coût :

- Capacité à réduire les coûts :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB contribue à différer les coûts d'investissement réseau du GRD puisqu'elle incite à minimiser la pointe BT et globale du réseau, mais de manière sous-optimale puisqu'elle incite faiblement les URD à déplacer leurs consommations sous leurs pics mensuels moyens lors de la période de pointe.

- Utilisation parcimonieuse d'électricité :

Note : 2

Éléments de motivation :

Cette structure tarifaire n'incite pas vraiment à l'URE compte-tenu de la prépondérance du terme capacitaire (80 %) sur le terme proportionnel à la consommation (20 %).

- FLEX E-SER/Prix :

Note : 2,5

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB incite principalement les URD à déplacer leur consommation vers la plage temporelle où le terme capacitaire est le moins onéreux, soit la nuit. Le terme capacitaire à la pointe étant plus élevé que le terme en journée, elle encourage à la marge à consommer lorsque la production renouvelable est plus abondante.

- FLEX Délestage :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire est plutôt performante sur ce point sans être optimale. En effet, en cas de demande excédant la production, la structure tarifaire ne prévoit pas de mécanisme spécifique incitant les URD à réduire leur consommation cependant cette situation est plus probable à la pointe du réseau, et donc lors de la pointe d'un certain nombre d'URD qui seront incités à minimiser leur pic moyen mensuelle en réduisant leur puissance appelée.

- FLEX Congestion/Surtension :

Note : 2

Éléments de motivation :

La structure tarifaire ne met en place aucun mécanisme particulier incitant les URD à modifier leur comportement capacité à réduire ses prélèvements ou son injection en cas de congestion / surtension locale identifiée par le GRD.

- FLEX Taux de Pertes :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB encourage les URD à minimiser leur puissance appelée maximale sur la plage horaire où le terme capacitaire est le plus élevé (lors de la pointe). Cette structure permet bien le report d'une part de la consommation lors de la pointe vers des périodes où le réseau BT est moins sollicité.

- Stockage/Autoconsommation :

Note : 3

Éléments de motivation :

En présence d'unités locales de production d'électricité, la structure tarifaire IB incite à stocker la production d'électricité pour la déstocker lorsque le terme capacitaire est le plus élevé (pour l'autoconsommer ou la partager). La structure tarifaire IB a donc tendance à encourager à l'investissement dans des dispositifs de stockage.

- Promotion de l'E-SER :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire IB est neutre par vis-à-vis de l'injection d'énergie renouvelable sur le réseau. En outre, comme indiqué précédemment, le terme capacitaire à la pointe est plus élevé que le terme en journée ce qui encourage - à la marge - à consommer lorsque la production renouvelable est plus abondante.

Les classiques :

Les notes attribuées aux 4 critères classiques sont :

- Réflectivité des coûts :

Note : 3,5

Éléments de motivation :

Une structure tarifaire de type majoritairement capacitaire reflète intrinsèquement bien la structure des coûts pour le GRD. En effet, la tarification capacitaire permet de faire correspondre au mieux les coûts échus par le GRD et la mise en place de 3 plages temporelles incite à différer les investissements futurs.

- Non perturbation :

Note : 1

Éléments de motivation :

La présence de plages temporelles sur le terme capacitaire peut conduire à une perturbation des signaux tarifaires de la composante commodité, via des signaux contradictoires.

- Simplicité :

Note : 1

Éléments de motivation :

La tarification à la puissance mesurée constitue un changement de paradigme pour les URD bruxellois et est plus complexe à appréhender qu'une tarification basée sur la part proportionnelle à la consommation.

- Robustesse :

Note : 3

Éléments de motivation :

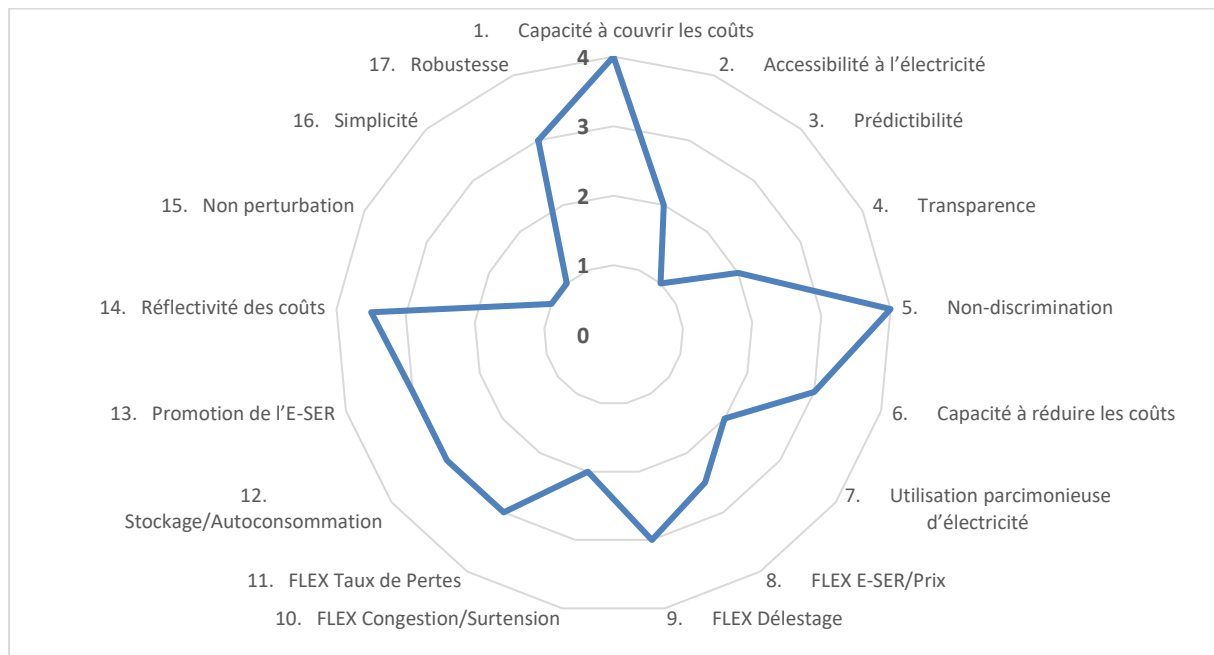
La structure tarifaire IB a pour objectif de faire évoluer le comportement des consommateurs. De plus, elle offre une certaine flexibilité avec la possibilité de modifier les plages temporelles si ces dernières ne sont plus cohérentes avec les contraintes réseau. Elle est donc relativement robuste.

Synthèse :

La structure tarifaire IB obtient les notes moyennes suivantes pour les 3 groupes de critères d'évaluation : 2,6 / 4 pour les indispensables, 2,7 / 4 pour la capacité à accompagner la transition énergétique à moindre coût et 2,1 / 4 pour les classiques, ainsi qu'une note globale de 2,5 / 4.

La mise en place d'une différenciation temporelle permet à la structure tarifaire IB d'accompagner la transition énergétique à moindre coût de façon plus efficace que l'approche flamande actuelle, tout en conservant les points forts d'une structure tarifaire de type puissance mesurée au niveau de la réflectivité des coûts et du respect des principes fondamentaux de la tarification. Elle reste cependant sous-optimale en termes de minimisation de la pointe puisque l'URD n'est pas incité à déplacer sa consommation à la pointe sous son pic mensuel moyen.

Figure 9. Evaluation détaillée de la structure tarifaire IB (de type puissance mesurée avec différenciation temporelle)



5.2.2. Structure tarifaire de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle avec, et sans différenciation saisonnière (2A et 2B)

Compte-tenu des fortes similarités entre les structures tarifaires 2A et 2B, les notes attribuées (et les éléments de motivation associés) dans cette section sont applicables aux deux structures à l'exception des critères où la mention « impact de l'horosaisonnalité » est ajoutée, qui s'appliquent alors à la structure tarifaire 2B. Dans ce cas, la note attribuée à la structure tarifaire 2B est précisée et motivée (sinon la note attribuée est identique à celle de la structure 2A).

Les indispensables :

- Capacité à couvrir les coûts :

Note : 4

Éléments de motivation :

La méthodologie tarifaire envisagée par BRUGEL lors de prochaine période tarifaire est de de type revenu cap avec une gestion de soldes régulateurs couvrant les trop-perçus ou les moins-perçus, ce en quoi les tarifs de distribution respectent le principe de couverture des coûts du GRD. Cette constatation est valable pour toutes les structures tarifaires étudiées dans la présente note.

- Accessibilité à l'électricité :

Note : 2

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A/2B en tant que telle est neutre vis-à-vis de ce critère ; à date, aucun autre mécanisme n'est proposé pour limiter l'impact sur les ménages précarisés (l'introduction d'un tarif social correspondant à cette structure tarifaire contribuerait à augmenter cette note mais relève d'une problématique indépendante).

- Prédicibilité :

Note : 4 (2A)

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A est dans la continuité de celle mise en place lors de la période tarifaire 2020-2024. La mise en place de plages temporelles fixes relatives au terme proportionnel à la consommation permet aux URD d'aisément déterminer les évolutions de comportement nécessaires pour diminuer leur facture.

Impact de l'horosaisonnalité (note 2B : 3,5) : l'ajout d'une différenciation saisonnière complexifie très légèrement la détermination par les URD des évolutions de comportement nécessaires pour diminuer leur facture.

- Transparence :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A/2B est performante sur ce critère dans la mesure où elle s'inscrit dans la continuité de la structure actuellement en place et sa compréhension est relativement facile pour les URD. Une phase d'apprentissage est sûrement nécessaire pour que l'ensemble des URD se familiarise avec les plages temporelles et il convient de fournir les informations nécessaires à la vérification de la facture (données de consommations par tranche horaire disponibles au sein des registres des compteurs intelligents, etc.).

- Non-discrimination :

Note : 4

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A/2B respecte le principe de non-discrimination puisque le montant de la facture d'un URD dépend de sa consommation et non de l'usage.

La capacité à accompagner la transition énergétique à moindre coût :

- Capacité à réduire les coûts :

Note : 4

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A/2B permet de minimiser la pointe BT et globale de façon optimale (l'URD a en effet un intérêt financier à reporter si possible l'intégralité de sa consommation en période de pointe vers une autre période, dans la mesure bien sûr où le signal tarifaire induit par la part commodité ne vient pas contrecarrer le signal tarifaire induit par le tarif de distribution), ce qui conduit à la réduction maximale des coûts du GRD (investissements de renforcement différés).

De plus les URD ont la possibilité de réduire leur facture en faisant évoluer leur comportement de consommation, en particulier pour de nouveaux usages comme la recharge des véhicules électrique, en maximisant leur consommation lorsque le terme proportionnel à la consommation est le moins élevé. Il est à noter que l'option 2 pour la part capacitaire de cette structure tarifaire (puissance souscrite) viendrait renforcer ce point.

- Utilisation parcimonieuse d'électricité :

Note : 4

Éléments de motivation :

La prépondérance du terme proportionnel à la consommation (80 %) sur le terme capacitaire (20 %) incite fortement les URD à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

- FLEX E-SER/Prix :

Note : 2,5

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A incite principalement les URD à déplacer leur consommation vers la plage temporelle où le terme proportionnel à la consommation est le moins onéreux, soit la nuit. Ce terme étant plus élevé à la pointe qu'en journée, elle encourage à la marge à consommer lorsque la production renouvelable solaire est plus abondante.

- FLEX Délestage :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire est plutôt performante sur ce point sans être optimale. En effet, en cas de demande excédant la production, la structure tarifaire ne prévoit pas de mécanisme incitant les URD à réduire leur consommation cependant cette situation est plus probable à la pointe du réseau, et donc lors de la pointe d'un certain nombre d'URD qui seront incités à minimiser leur consommation en raison du terme proportionnel maximal lors de cette période.

- FLEX Congestion/Surtension :

Note : 2

Éléments de motivation :

La structure tarifaire ne met en place aucun mécanisme particulier incitant les URD à modifier leur comportement capacité à réduire ses prélèvements ou son injection en cas de congestion / surtension locale identifiée par le GRD.

- FLEX Taux de Pertes :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A encourage les URD à minimiser leur consommation sur la plage horaire où le terme proportionnel à la consommation est le plus élevé (lors de la pointe). Cette structure permet bien le report d'une part de la consommation lors de la pointe BT du soir vers des périodes où le réseau BT est moins sollicité. Cependant ce report est encouragé de manière indifférenciée entre l'hiver, pendant lequel le réseau BT est effectivement le plus chargé en début de soirée, et

les autres saisons, pendant lesquelles le réseau BT est significativement moins chargé en début de soirée.

Impact de l'horosaisonnalité (note 4) : la pointe du réseau BT, située en début de soirée, est significativement plus élevée en hiver que lors des autres saisons. La mise en place d'une différenciation saisonnière permet d'optimiser le niveau d'incitation en fonction de la saison, ce qui apparaît comme plus juste pour les URD.

- Stockage/Autoconsommation :

Note : 3 (2A)

Éléments de motivation :

En présence d'unités locales de production d'électricité, la structure tarifaire 2A incite à stocker la production d'électricité pour la déstocker (pour autoconsommation ou partage d'énergie) lorsque le terme proportionnel à la consommation est maximal. La structure tarifaire 2A a donc tendance à encourager l'investissement dans des dispositifs de stockage.

Impact de l'horosaisonnalité (note 2B : 2) : la production solaire est la plus élevée hors hiver, tandis que le tarif 2B tel que décrit précédemment comporte hors hiver un terme proportionnel à la consommation identique en période de pointe (17h-22h) et en période jour (7h00-17h00). Hors hiver la structure tarifaire 2B n'apporte donc pas d'incitation à l'investissement dans un dispositif de stockage, tandis qu'en hiver l'incitation est la même que pour la structure 2A.

- Promotion de l'E-SER :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A est neutre vis-à-vis de l'injection d'énergie renouvelable sur le réseau. Cependant, comme indiqué précédemment, le terme proportionnel à la consommation lors de la période de pointe est plus élevé qu'en journée ce qui encourage - à la marge - à consommer lorsque la production renouvelable est plus abondante.

Les classiques :

- Réflexivité des coûts :

Note : 3

Éléments de motivation :

La structure tarifaire 2A/2B ne reflète pas en priorité les coûts échus mais plutôt les coûts futurs. Elle met l'accent sur l'incitation à maîtriser les investissements à venir du GRD ou à les déplacer dans le temps.

- Non perturbation :

Note : 1

Éléments de motivation :

La présence de plages temporelles sur le terme proportionnel à la consommation peut conduire à une perturbation des signaux tarifaires de la composante commodité, via des signaux contradictoires.

- Simplicité :

Note : 3,5

Éléments de motivation :

La tarification 2A s'inscrit dans la continuité du modèle bruxellois actuellement en place et n'implique pas de changement significatif de la logique tarifaire.

Impact de l'horosaisonnalité (note 2,5) : l'évolution du terme proportionnel à la consommation en fonction de la saison rend un peu plus difficile la compréhension des factures et des signaux tarifaires pour les URD.

- Robustesse :

Note : 3

Éléments de motivation :

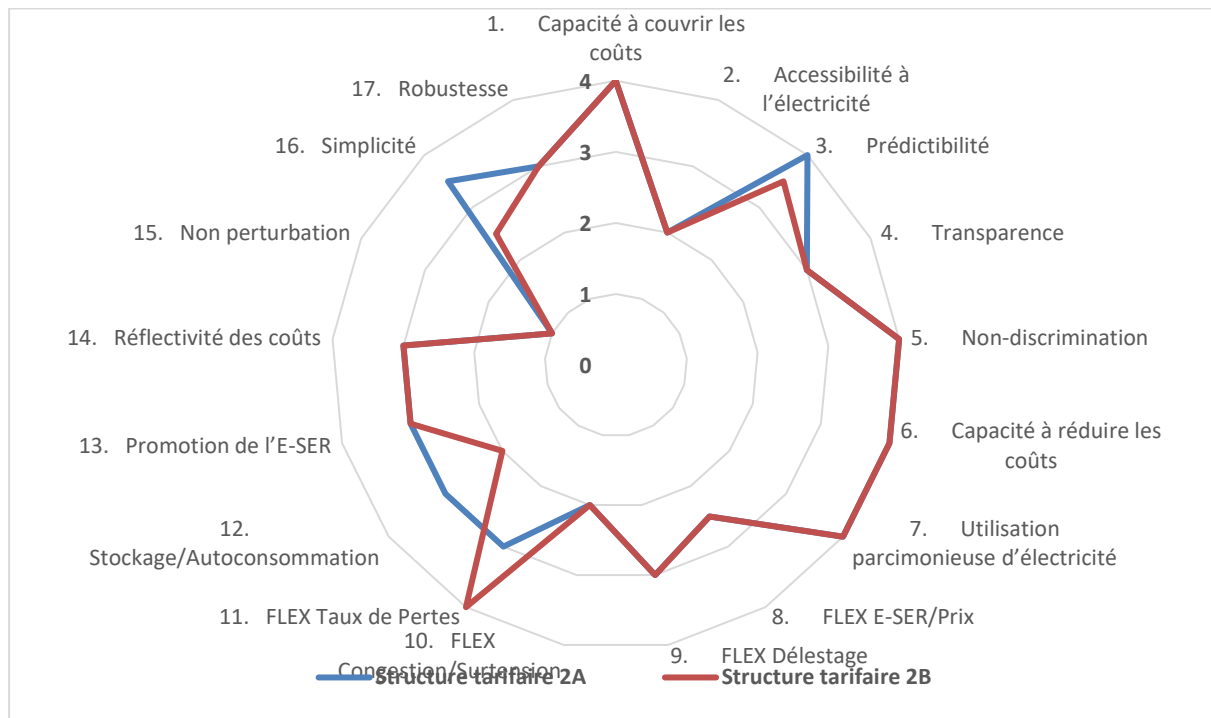
La structure tarifaire 2A a pour objectif de faire évoluer le comportement des consommateurs. De plus, elle offre une certaine flexibilité avec la possibilité de modifier les positionnements du niveau des termes proportionnels par plage temporelle, et si nécessaire les plages temporelles elles-mêmes si ces dernières ne sont plus cohérentes avec les contraintes réseau. Elle est donc plutôt robuste et pérenne, surtout si 3 plages temporelles sont implémentées au lieu de 2.

Synthèse :

Les structures tarifaires 2A et 2B obtiennent respectivement les notes moyennes suivantes pour les 3 groupes de critères d'évaluation : 3,4 et 3,3 / 4 pour les indispensables, 3,1 et 3,1 / 4 pour la capacité à accompagner la transition énergétique à moindre coût et 2,6 et 2,4 / 4 pour les classiques.

La structure tarifaire 2A permet de minimiser la pointe de manière optimale en hiver et de favoriser le report de la consommation à la pointe vers des périodes spécifiques, comme les heures de forte production solaire ou la nuit (tout en étant conscient que si une telle structure tarifaire était déployée très largement, il conviendrait de surveiller les effets de basculement simultanés de charge à 22h00). L'horosaisonnalité permet d'affiner l'approche pour tenir compte des différences de charge du réseau entre l'hiver d'une part et les autres saisons d'autre part, mais avec un bénéfice qui apparaît limité par rapport à l'accroissement de complexité engendré pour les URD, le GRD et les fournisseurs.

Figure 10. Evaluation détaillée des structures tarifaires 2A et 2B (de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle, avec et sans différenciation saisonnière)



5.3. Synthèse des résultats et recommandations

Les résultats de l'évaluation détaillée multicritère des structures tarifaires sélectionnées montrent que la structure tarifaire 2A obtient la meilleure note moyenne avec 3,03 / 4, contre 2,97 / 4 pour la structure tarifaire 2B et 2,44 / 4 pour la structure tarifaire 1B (voir Tableau 14).

Il est à noter en particulier les points suivants :

- Au niveau des critères indispensables, les structures tarifaires 2A et 2B se distinguent par la facilité pour les URD à comprendre, prévoir et vérifier leur facture (la structure tarifaire 2B étant un peu complexe à appréhender que la structure 2A). Elles s'inscrivent dans la continuité de la structure tarifaire actuellement en place dans la région de Bruxelles-Capitale tandis que la structure tarifaire 1B, de type puissance mesurée, constitue un réel changement de paradigme pour les acteurs bruxellois (les URD en premier lieu). La mise en place de la structure tarifaire 2A ou 2B devrait donc permettre une évolution plus rapide du comportement des consommateurs dans le sens souhaité. Par ailleurs la valeur ajoutée de la structure 2B par rapport à la structure 2A apparaît fort limitée au regard de l'accroissement de complexité induit.
- Un avantage différenciant de la structure tarifaire 2A par rapport à la structure 1B est sa capacité à permettre de minimiser de manière optimale l'utilisation du réseau BT en période de pointe. La structure tarifaire 1B n'est pas inefficace sur ce point mais se révèle sous optimale dans le sens où elle n'incite pas les URD à déplacer leur consommation à la pointe lorsqu'elle se situent sous leur pic mensuel moyen (traduisant aussi une absence d'incitation à l'URE).

- Les trois structures tarifaires respectent les principes fondamentaux de la tarification. La structure tarifaire 1B se révèle moins performante sur l'évaluation selon les critères classiques (note moyenne de 2,13 / 4) malgré une très bonne réflectivité des coûts, principalement en raison de sa moindre simplicité pour les URD bruxellois, car elle constitue un réel changement de paradigme.

Sur cette base, la structure tarifaire 2A de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle et sans différenciation saisonnière, avec terme capacitaire appliqué à la puissance souscrite, apparaît comme la plus pertinente pour être mise en place à une échéance définie au paragraphe 7.1.4 :

- Elle offre une réponse optimale aux enjeux du GRD et permet d'accompagner la transition énergétique en prenant en compte le développement des nouveaux usages.
- Elle permet de poursuivre l'évolution du modèle de structure tarifaire amorcé en RBC depuis la période 2020-2024 en conservant les mêmes bases et minimise les risques associés à une transition vers un modèle (trop) disruptif vis-à-vis de l'ensemble des acteurs de marché et des URD.
- Elle constitue une solution pérenne du fait des 3 plages tarifaires et de la possibilité d'adapter facilement si besoin le positionnement relatif des termes proportionnels à la consommation selon les plages temporelles, voire d'adapter les bornes de plages temporelles elles-mêmes sans en changer le nombre ni la dénomination.

Figure 11. Evaluation détaillée des structures tarifaires 1B (de type puissance mesurée avec différenciation temporelle), 2A et 2B (de type terme proportionnel à la consommation avec différenciation temporelle, avec et sans différenciation saisonnière)

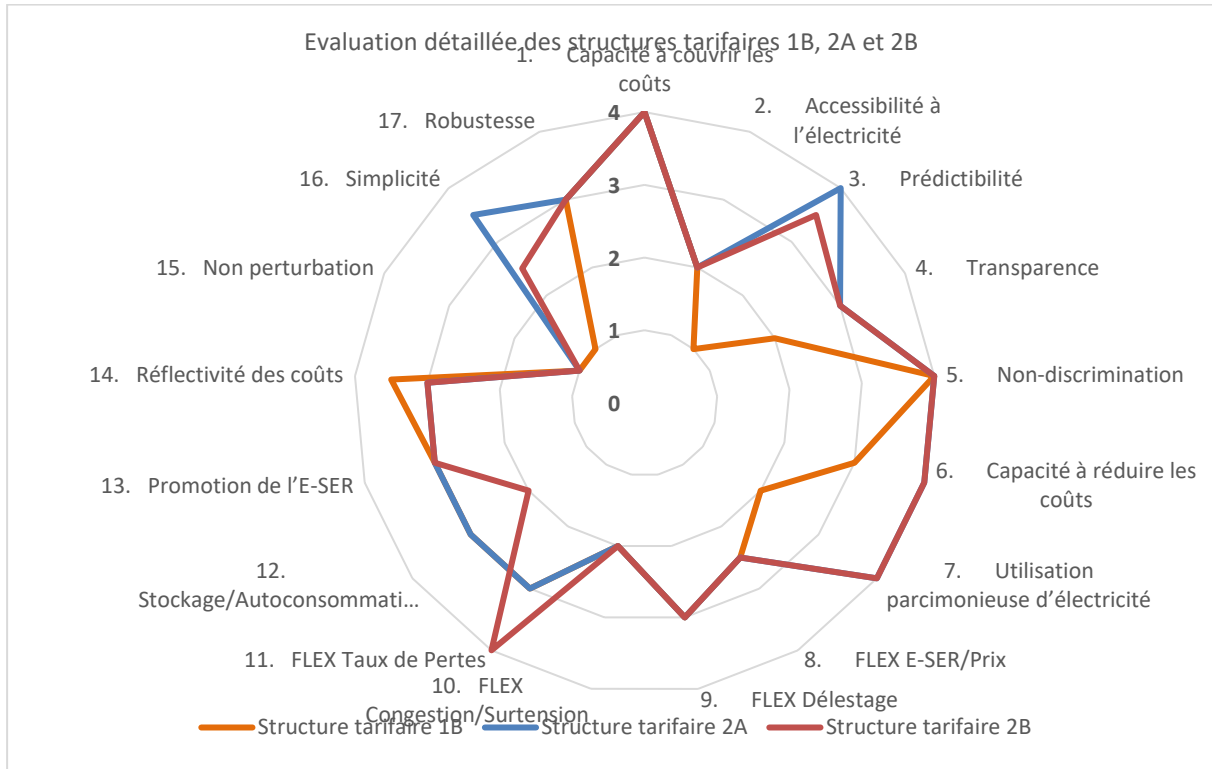


Tableau 14. Evaluation des 17 critères pour les structures tarifaires sélectionnées

Critères	Structure tarifaire 1B	Structure tarifaire 2A	Structure tarifaire 2B
Les indispensables (moyenne)	2,60	3,40	3,30
1. Capacité à couvrir les coûts	4	4	4
2. Accessibilité à l'électricité	2	2	2
3. Prédicibilité	1	4	3,5
4. Transparence	2	3	3
5. Non-discrimination	4	4	4
La capacité à accompagner la transition énergétique à moindre coût (moyenne)	2,69	3,06	3,06
6. Capacité à réduire les coûts	3	4	4
7. Utilisation parcimonieuse d'électricité	2	4	4
8. FLEX E-SER/Prix	2,5	2,5	2,5
9. FLEX Délestage	3	3	3
10. FLEX Congestion/Surtension	2	2	2
11. FLEX Taux de Pertes	3	3	4
12. Stockage/Autoconsommation	3	3	2
13. Promotion de l'E-SER	3	3	3
Les classiques (moyenne)	2,13	2,63	2,38
14. Réflectivité des coûts	3,5	3	3
15. Non perturbation	1	1	1

16. Simplicité	1	3,5	2,5
17. Robustesse	3	3	3
Moyenne des 17 critères	2,53	3,06	2,97

6. Analyse de la tarification actuelle de la distribution d'électricité en basse tension en RBC : forces et faiblesses

Ce chapitre fournit une analyse critique des tarifs de distribution (tarifs périodiques et non périodiques) tels qu'ils sont pratiqués au cours de la période 2020-2024 en particulier au regard de leur contribution à l'atteinte des objectifs stratégiques de BRUGEL suivants (extrait du cahier des charges) :

- **Établir les tarifs de distribution les plus justes pour tous les Bruxellois** : en toute indépendance, mais en concertation active, BRUGEL fixe les tarifs des opérateurs dans un souci d'obtenir un service efficient et durable. BRUGEL entend établir des nouvelles méthodologies tarifaires qui encouragent plus en avant les opérateurs à faire preuve d'efficience, tout en garantissant aux consommateurs d'aujourd'hui et de demain un service de qualité. Il importe que les coûts et modalités de financement soient optimisés sans avoir de répercussions déséquilibrées sur l'une ou l'autre catégorie de consommateurs.
- **Assurer un accès à tous et un bon fonctionnement du marché de la fourniture d'énergie** : BRUGEL entend mettre le consommateur au centre de ses préoccupations et par là-même au centre du marché de sorte qu'il puisse contribuer à son bon fonctionnement et en dégager les avantages. BRUGEL porte une attention particulière aux consommateurs vulnérables, qu'ils soient résidentiels ou petits professionnels (avec ou sans compteur intelligent).
- **Accélérer la transition vers une société bas carbone, notamment par la promotion des énergies renouvelables et la gestion efficiente des flux.**

Cette analyse est focalisée sur la tarification BT, qui constitue le champ de la présente étude.

6.1. Tarification en vigueur (2020-2024)

La tarification des clients finals raccordés en basse tension au réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale est actuellement appliquée au moyen de tarifs périodiques et non-périodiques.

Les tarifs non périodiques sont réputés être réfectifs par rapport aux coûts des prestations sous-jacentes du gestionnaire de réseau, à l'exception de certaines prestations couvertes par des OSP.

Les tarifs périodiques poursuivent quant à eux d'autres objectifs que la simple réfectivité des coûts du gestionnaire de réseau. Ces derniers ont en effet pour ambition d'inciter l'utilisateur du réseau à des comportements de consommation dit « vertueux », à savoir notamment une utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures de réseaux, ainsi que la promotion des énergies renouvelables et des nouveaux usages électriques.

Les tarifs périodiques se composent de plusieurs termes proportionnels, avec application de Time-of-Use heures pleines/heures creuses (pour le seul terme relatif à l'utilisation du réseau), d'un terme capacitaire et d'un terme fixe.

6.2. Forces et faiblesses de la tarification en vigueur

6.2.1. Tarifs non-périodiques

6.2.1.1. Généralités

Les tarifs non-périodiques, parce qu'ils sont, sauf exception, réfléchitifs par rapport aux coûts, peuvent être considérés également comme équitables. En ce sens où toute prestation du gestionnaire de réseau réalisée à la demande d'un utilisateur, ne sera supporté que par cet utilisateur uniquement.

En outre, la majorité de ces prestations étant à charge du preneur de raccordement qui est généralement le propriétaire, et non du locataire, ces tarifs ne posent pas a priori de souci quant à l'accès à l'énergie pour les clients les plus vulnérables, exception faite du tarif pour l'ouverture d'un compteur. La tarification actuelle des procédures d'ouverture / fermeture de compteurs apparaît cependant comme la meilleure approche car le fait que le tarif d'ouverture²³ inclut déjà le coût de la fermeture d'un compteur encourage les clients à signaler leurs déménagements, alors qu'une tarification séparée de l'ouverture et de la fermeture comme elle était pratiquée auparavant par Sibelga conduisait certains clients à ne pas déclarer la fermeture de leur compteur lors de leur départ.

Parce qu'ils reflètent les coûts, les tarifs non-périodiques ne poursuivent en revanche pas l'objectif d'accélérer la transition vers une société bas carbone, notamment par la promotion des énergies renouvelables et la gestion efficiente des flux. En effet, un client final voulant électrifier ses usages devra le cas échéant payer pour le renforcement de son raccordement, les tarifs non périodiques ne pouvant être considérés comme favorisant le développement de ces nouveaux usages (à l'exception de la gratuité du remplacement d'un compteur BT par un compteur intelligent, voir ci-après). Cependant, si nous considérons que la transition énergétique doit être inclusive et doit profiter à tous, le fait de demander une juste contribution aux utilisateurs augmentant leur puissance de raccordement pour l'électrification de leurs usages ou le placement d'unité de production d'électricité, rendra également cette transition énergétique plus acceptable pour ceux qui n'ont pas les moyens ou la possibilité d'en faire de même, simplement parce qu'ils ne doivent pas supporter les frais dus aux renforcements de capacité des utilisateurs qui ont la possibilité d'investir dans cette électrification.

Enfin, la gratuité du remplacement d'un compteur BT par un compteur intelligent, même lorsque ce dernier est posé à la demande du client final constitue un avantage de la tarification non périodique actuelle contribuant positivement à l'objectif d'accélération de la transition énergétique car elle facilite l'adoption du comptage intelligent et son plus large déploiement, et favorisant l'inclusivité.

6.2.1.2. Tarifs en cas de consommation hors contrat, de fraude ou de bris de scellés

L'ordonnance modificatrice de 2022 a introduit la modification suivante à l'article 9 quinquies, 17°, de l'ordonnance électricité :

« 17° les tarifs visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals. Lorsque ces services sont prestés sans base contractuelle, en dehors d'une obligation légale ou réglementaire, ou avec une base contractuelle mais sans mesure de la consommation, les tarifs supportés par les clients finals sont adaptés au cas d'espèce. Le caractère adapté du tarif s'apprécie, au cas par cas en tenant compte des éléments de fait et de droit qui ont donné lieu à la prestation de ces services. Par défaut, le tarif appliqué est proportionné, raisonnable et non discriminatoire vis-à-vis des utilisateurs de même profil. Cependant, lorsqu'il ressort des éléments

²³ Note : à ce sujet, le fait de dire que le tarif de fermeture est gratuit peut être considéré un abus de langage. En pratique il n'existe qu'un tarif d'ouverture / fermeture, qui est payé au moment de l'ouverture et qui couvre les 2 opérations.

de fait et de droit qui ont donné lieu à la prestation de ces services que le client final a bénéficié de ceux-ci de manière intentionnelle ou déloyale, un tarif majoré peut être appliqué à ces services ».

L'exposé des motifs de cette disposition énonce :

« Il ne peut en outre pas être présumé que la consommation en question a eu lieu en connaissance de cause par l'utilisateur du réseau. Dès lors, le tarif appliqué par défaut est proportionné, raisonnable et n'entraîne pas de discrimination entre le client final et un autre client final qui serait dans une situation de consommation comparable. L'application d'un tarif raisonnable aux situations où le client final est de « bonne foi » évite de le sanctionner de manière disproportionnée par l'application d'un tarif majoré et de créer des situations d'endettement évitables.

En revanche, en cas de consommation intentionnelle ou déloyale avérée, le respect du principe de proportionnalité implique qu'un prix majoré soit appliqué à l'électricité prélevée, en raison des frais supplémentaires imposés au GRD (expertise des compteurs et scellés, recherche des preuves, etc.). »

Au vu de cette modification législative, BRUGEL propose d'adapter les pourcentages de majoration qui avaient été fixés lors des périodes régulateurs précédentes.

Il ne semble en effet plus admissible de ne prévoir qu'un seul tarif applicable aux consommations non mesurées car cette situation empêche la prise en compte de la « bonne foi » de l'URD.

Le tarif majoré applicable aux situations de fraude devrait permettre d'une part d'éviter que la collectivité ne subisse les répercussions de tels comportements, d'autre part de créer un effet dissuasif suffisant afin d'éviter que certains soient tentés d'y recourir, et enfin il devrait favoriser une récupération effective par le GRD.

Les consommations hors contrat se voyaient déjà appliquer des tarifs distincts permettant de tenir compte des situations concrètes telles que déterminées par le règlement technique. Il est proposé de maintenir cette situation mais en adaptant les pourcentages.

6.2.2. Tarifs périodiques

6.2.2.1. Tarifs périodiques applicables aux URD non membres d'un partage d'énergie ou aux URD membres d'un partage d'énergie pour les volumes d'énergie non partagés

Structure générale

La séparation de la tarification périodique BT entre 2 segments basés sur la puissance contractuelle (<56 kVA et ≥56 kVA) n'appelle pas de commentaire particulier. Elle est cohérente avec un historique, des différences techniques, notamment au niveau du comptage, et des différences de comportement de consommation marquées (comme on l'a vu au cours du module 1, les clients BT >56 kVA sont des clients professionnels avec un comportement de consommation proche de celui des clients MT). Nous ne voyons donc pas de raison de remettre en cause cette segmentation.

Tarifs périodiques BT ≥ 56 kVA

La tarification périodique pour les clients BT à partir de 56 kVA est une tarification avec une part capacitaire basée sur la puissance mesurée et une part proportionnelle avec une différenciation temporelle à 2 plages (heures pleines, heure creuse). Elle ne s'applique pas aux ménages, et en particulier pas aux clients vulnérables, donc ne pose pas de problème relatif aux 2 premiers objectifs stratégiques de BRUGEL (tarif juste/équitable, accès de tous à un marché de l'énergie fonctionnant bien). Par ailleurs cette structure tarifaire répond aux enjeux de la transition énergétique : la part capacitaire proportionnelle à la puissance mesurée, incite le client à minimiser sa pointe et à minimiser la puissance de ses équipements, en particulier la puissance de bornes de charge, tandis que la part

proportionnelle à la consommation avec différenciation heures pleines, heures creuse, incite le client à maximiser sa consommation pendant les heures creuse, ce qui répond aux enjeux clés relatifs aux nouveaux usages identifiés au cours du module I de l'étude.

Le module I a montré qu'il n'y avait pas lieu d'appliquer la future structure tarifaire évoluée à ce segment de clients.

Tarifs périodiques BT<56 kVA

La structure tarifaire périodique pour les clients BT de moins de 56 kVA comporte 3 composantes (hors surcharge, OSP et transport) :

- 2 termes pour l'utilisation du réseau :
 - un terme capacitaire en €/an différencié en fonction de la puissance mise à disposition entre moins de 13 kVA et plus de 13 kVA ;
 - un terme proportionnel à la consommation²⁴ :
 - Pour les URD ayant choisi le tarif dit bihoraire²⁵, ce terme comporte une différenciation temporelle entre heures pleines (7h00-22h00, hors week-end et jours fériés : terme Y en €/kWh) et heures creuses (22h00-7h00 en semaine + jours fériés²⁶ + week-end : terme Z en €/kWh) ; la mise en œuvre de ce tarif bihoraire nécessite l'installation d'un compteur à double cadran (ou compteur bihoraire).
 - Pour les URD ayant choisi le tarif dit simple, ce terme ne comporte pas de différenciation temporelle et est égal au terme heure pleine du tarif bihoraire (Y en €/kWh). Ce tarif simple est normalement mis en œuvre avec un compteur à simple cadran, mais également avec un compteur à double cadran (un URD dont le compteur installé est un compteur bihoraire peut malgré tout choisir le tarif simple).
- 1 terme pour l'activité de mesure et comptage en €/an, indépendant du dispositif de comptage.

Parce qu'ils se veulent incitatifs, certains pourraient prétendre que les tarifs périodiques applicables en Région de Bruxelles-Capital ne seraient pas pleinement équitables, en argumentant qu'un utilisateur ayant la possibilité d'adapter sa consommation en fonction de signaux tarifaires donnés, payera moins pour l'utilisation du réseau qu'un utilisateur n'en ayant pas la possibilité ou les moyens.

Cependant, opposer ces deux types d'utilisateurs du réseau de distribution, et considérer que la deuxième catégorie payera systématiquement plus cher pour le réseau serait une erreur. En effet, plus des utilisateurs répondront aux signaux tarifaires, plus des investissements dans le réseau seront évités et des objectifs de la transition énergétique seront atteints, moins l'ensemble des utilisateurs payeront. La tarification bihoraire actuelle constitue donc de ce fait un avantage en matière de transition énergétique, car même sans compteur intelligent un utilisateur a intérêt à décaler un maximum de sa

²⁴ Le tarif exclusif nuit n'est plus proposé aux URD par Sibelga mais demeure facturé pour les EAN disposant encore historiquement de ce tarif, soit pour l'ensemble de leur consommation (40 EAN en 2015), soit conjointement avec le tarif simple ou bihoraire (4312 EAN en 2015) ; ce tarif nuit est égal au tarif des heures creuses du tarif bihoraire et est applicable pendant ces mêmes heures creuses, de 22h à 7h00 en semaine et continuent les week-end et jours fériés. En 2015 moins de 0,7 % des EAN YMR étaient encore facturés totalement ou partiellement au tarif exclusif nuit.

²⁵ En 2015 27 % des EAN YMR étaient au tarif bihoraire

²⁶ Note : en Wallonie et en Flandre, le tarif heure creuse ne s'applique pas les jours fériés de 7h00 à 22h00

consommation entre 22h00 et 7h00, en dehors de la pointe du réseau BT, sauf le week-end et les jours fériés.

Par ailleurs, la fin de la compensation sur les coûts de réseau depuis le 1^{er} janvier 2020 à Bruxelles est assurément un élément contribuant à augmenter l'équité entre utilisateurs du réseau.

Concernant la tarification à trois composantes (forfaitaire pour le comptage, capacitaire et proportionnelle à la consommation pour l'utilisation du réseau), celle-ci peut sembler inutilement complexe et difficile à comprendre pour l'utilisateur du réseau, surtout pour les clients les plus vulnérables.

Le terme capacitaire est sans nul doute le plus complexe à appréhender pour l'utilisateur (NB : pour rappel, la compréhension par un client vulnérable de sa facture d'énergie est un des leviers d'action de lutte contre la précarité énergétique²⁷). En outre, le terme capacitaire, qui dépend de la puissance mise à disposition, constitue actuellement une incitation assez limitée pour l'utilisateur du réseau à réduire la puissance mise à sa disposition (en 2023 le passage à une puissance mise à disposition inférieure à 13 kVA coûte entre 86 € et 150 € - coût de déforçement d'un compteur pour raison tarifaire - et se rentabilise entre 3 et 6 ans environ, pour apporter ensuite un gain d'environ 27 € par an), et n'apporte aucune incitation à baisser la puissance mise à disposition à une valeur significativement inférieure à 13 kVA, le prix entre 0 et 13 kVA étant le même, alors que la grande majorité des ménages n'ont besoin que de 3 à 9 kVA. Le prix de la composante capacité manque donc de granularité entre 0 et 56 kVA, ce qui induit également une limitation importante en termes de réfectivité des coûts, d'autant plus que seuls 20 % des coûts de distribution sont couverts par cette composante. Enfin, cette tarification à 3 composantes ne se rencontre pas dans les autres régions du pays ce qui pourrait constituer dans une certaine mesure une barrière supplémentaire à l'arrivée de nouveaux fournisseurs à Bruxelles, qui doivent réaliser des implémentations informatiques et du suivi opérationnel spécifiques.

Le principal intérêt du terme capacitaire tel qu'implémenté sur la période 2020-2024 réside dans le fait « d'acclimater » les URD à ce terme et de créer les conditions pour faire évoluer graduellement la structure tarifaire vers une tarification évoluée, pour autant que cette dernière inclue un terme capacitaire suffisamment incitatif.

La composante proportionnelle avec différenciation temporelle bihoraire de la tarification actuelle est de nature à inciter l'utilisateur à une utilisation rationnelle du réseau, tant au niveau de la réduction de la pointe synchrone en basse tension (qui se produit en soirée) que la réduction de la pointe synchrone sur l'ensemble du réseau (qui se produit en journée), mais ne promeut pas l'utilisation de l'énergie issues des productions renouvelables décentralisées, autrement que par l'autoconsommation individuelle, ni le développement des communautés d'énergie, sans pour autant les décourager ni amener de forte perturbation dans les signaux tarifaires de l'énergie électrique.

Il est à noter que du point de vue strict de l'utilisation du réseau, le tarif bihoraire est toujours plus avantageux que le tarif simple, du fait que le prix des heures pleines du tarif bihoraire est égal au prix de toutes les heures du tarif simple, tandis que le prix des heures creuses, applicable uniquement au tarif bihoraire est inférieur, et de manière significative, au prix des heures pleines²⁸. L'intérêt

²⁷ Il est cependant à noter que le terme capacitaire n'apparaît pas sur les factures du tarif social spécifique, qui est octroyé automatiquement par le SPF économie aux personnes qui reçoivent une allocation du CPAS ou du SPF Sécurité Sociale ou du SPF Sécurité sociale Direction générale Personnes handicapées ou du Service fédéral des Pensions.

²⁸ On peut s'interroger sur la réfectivité des coûts d'une telle approche, car les consommateurs au tarif simple ont malgré tout une partie de leur consommation qui a lieu pendant les heures creuses au sens du tarif bihoraire, et il aurait donc été logique que le tarif simple ait un positionnement intermédiaire entre le tarif des heures pleines et des heures creuses ; quoi qu'il en soit cette approche rend le tarif bihoraire particulièrement attractif,

économique du tarif simple pour les URD provient en fait uniquement du prix de la commodité, qui, dans le cas d'un tarif d'utilisation simple, est présenté par les fournisseurs également comme un prix de l'énergie non différencié temporellement, qui est en pratique à un niveau intermédiaire entre le prix de l'énergie en heure pleine et le prix de l'énergie en heure creuse applicables dans le cas d'un tarif d'utilisation bihoraire.

6.2.2.2. Tarifs périodiques applicables au partage d'énergie

Pour les URD membres d'un partage d'énergie, la tarification de l'utilisation du réseau est différenciée entre :

- d'une part la tarification applicable aux volumes d'énergie complémentaires²⁹, qui a été décrite dans la section précédente (6.2.2.1), et
- d'autre part la tarification applicable aux volumes d'énergie partagés.

Pour la période de septembre 2022 à décembre 2024, les tarifs d'utilisation du réseau applicables aux URD pour les volumes d'énergie partagés varient selon la puissance du raccordement (inférieure ou égale à 56 kVA, supérieure à 56 kVA pour les clients BT, clients MT) et les quatre sous-catégories suivantes définissant le type de partage utilisé par l'URD :

- Type A : partage au sein d'un même bâtiment
- Type B : partage sur le réseau en aval d'une même cabine MT/BT
- Type C : les participants sont alimentés par le même poste Elia mais pas par la même cabine MT/BT
- Type D : les participants sont alimentés par différents postes Elia

Les structures tarifaires applicables aux volumes partagés pour l'utilisation du réseau, l'activité de mesure et comptage, les surcharges, les OSP et le transport, sont identiques à celles applicables aux volumes complémentaires, seuls les niveaux diffèrent sur certains termes afin d'accorder des avantages aux partages de type A, B et C (par ordre décroissant d'avantage), aucun avantage n'étant accordé aux partages de type D.

Concernant le tarif d'utilisation du réseau :

- Quel que soit le type de partage, le terme capacitaire X est logiquement nul, un terme X non-nul étant dû pour les volumes de consommation complémentaire.
- Les termes Y et Z diffèrent selon le type de partage, en accordant un avantage aux partages de type A et B (partages locaux) par rapport aux termes Y et Z de la tarification de l'utilisation du réseau pour les volumes complémentaires, tandis qu'aucun avantage n'est accordé aux partages de type C et D. Les partages de type A bénéficient de l'avantage le plus important, avec des termes Y et Z nuls, tandis que les partages de type B bénéficient de termes Y et Z deux fois moins élevés que ceux de la tarification de l'utilisation du réseau pour les volumes complémentaires, sans aucun avantage sur la redevance de voirie.

mais dans les faits le taux de pénétration du tarif bihoraire en RBC, à environ 27 % des EAN YMR, est nettement moins élevé que dans d'autres régions comme la Wallonie.

²⁹ Pour rappel, dans le cadre d'un partage d'énergie, les volumes complémentaires sont les volumes fournis aux participants du partage par un fournisseur d'électricité, en sus des volumes partagés.

Le tarif de mesure et de comptage est indifférencié entre volumes d'énergie partagés et volumes complémentaires et identique au tarif de comptage des URD non membres d'un partage d'énergie (terme unique en €/an).

Concernant les surcharges, seuls les partages de type A bénéficient d'un avantage pour les volumes complémentaires, avec un terme de redevance de voirie nul.

Concernant le tarif de transport, seuls les partages de type A, B et C bénéficient d'un avantage pour les volumes d'énergie partagés avec un terme de transport nul.

Il est à noter que l'article 9 quinquies de l'ordonnance électricité en vigueur en RBC stipule explicitement dans son alinéa 22³⁰ que la structure tarifaire de la distribution d'électricité doit favoriser « notamment le partage d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables qui tient compte de la structure du réseau de distribution existant ». À travers les avantages accordés aux partages d'énergie de type A, B et dans une moindre mesure C, la tarification actuelle du partage d'énergie répond donc aux dispositions fixées par le cadre légal en vigueur.

L'étude coûts-avantages relative au partage d'énergie et aux communautés d'énergie menée dans le cadre du module 2 a montré que sur le seul avantage quantifiable pour le GRD (contribution à la baisse de la pointe du réseau BT) ainsi que sur les avantages sociétaux et environnementaux, les 4 types de communautés apparaissent équivalentes, les partages de type A et B apportant cependant des avantages additionnels au GRD pour la gestion du réseau en aval des postes MT/BT par rapport aux partages de type C et D, non quantifiés mais matérialisés. Le fait de n'apporter qu'un avantage très limité au partage de type C et aucun avantage aux communautés de type D pourrait donc être jugé contestable par certains, mais relève malgré tout d'une logique pouvant être justifiée par les avantages supplémentaires au niveau local induits par les partages de type A et B.

Même si les avantages accordés aux volumes d'énergie partagés par les tarifs existants d'utilisation du réseau, de surcharges et de transport sont conformes à l'ordonnance électricité en vigueur, ces tarifs présentent cependant le désavantage d'introduire une différenciation tarifaire basée sur l'usage de l'électricité, qui peut être jugée discriminatoire puisque pour deux URD ayant la même courbe de prélèvement du réseau, l'un étant membre d'un partage d'énergie et l'autre ne l'étant pas, le coût d'utilisation du réseau de l'URD membre du partage sera inférieur à celui de l'URD non membre.

³⁰ Article 9 quinquies de l'ordonnance électricité en vigueur : « la structure des tarifs veille à assurer un équilibre entre la solidarité de la couverture des coûts globaux des réseaux ainsi que de la contribution aux impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures et l'intérêt de participer à une communauté d'énergie et de partager de l'électricité, tout en tenant compte de l'évaluation coûts-avantages périodique relative aux communautés d'énergie et au partage de l'électricité. La structure des tarifs favorise notamment le partage d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables qui tient compte de la structure du réseau de distribution existant. »

7. Orientations proposées pour l'évolution de tarification de la distribution d'électricité en basse tension

7.1. Introduction d'une tarification évoluée s'appuyant sur les compteurs intelligents et tarification applicable aux URD disposant d'un compteur intelligent sans avoir donné leur consentement pour la collecte de données personnelles et aux URD disposant d'un compteur classique

7.1.1. Tarification évoluée

Pour être une réussite et ainsi apporter les bénéfices attendus (minimisation de l'augmentation de la pointe synchrone BT et globale, facilitation de l'intégration des énergies renouvelable), la future tarification évoluée, qui sera mise en œuvre grâce aux fonctionnalités des compteurs intelligents, doit être attractive notamment financièrement pour faciliter son acceptation et son adoption. Elle doit permettre aux clients qui basculeront vers cette tarification de réaliser des gains s'ils adoptent un comportement vertueux répondant aux enjeux du réseau (contribution à la réduction de la pointe BT du soir, en première priorité par un déplacement des consommations vers la nuit entre 22h00 et 7h00, en seconde priorité vers le jour entre 7h00 et 17h00).

Sur la base des résultats du module I, **une tarification évoluée de l'utilisation du réseau de type 2A devrait être mise en œuvre pour la clientèle BT de moins de 56 kVA, présentant les caractéristiques suivantes :**

- **Une composante proportionnelle à l'énergie (€/kWh) avec différenciation temporelle à 3 plages, tous les jours de la semaine :**
 - Jour : 7h00-17h00
 - Pointe : 17h00-22h00
 - Nuit : 22h00-7h00

avec : tarif pointe >> tarif jour >> tarif nuit

- **Une composante capacitaire appliquée à la puissance souscrite par l'URD entre 0 et 56 kVA**, avec un prix qui peut être défini par palier (€/an pour une puissance comprise dans un intervalle de puissance souscrite), avec un nombre suffisamment important de paliers³¹ (par exemple 0-3kVA, 3-6 kVA, 6-9 kVA, 9-12 kVA³² etc.), ou en €/kW, le point clé étant d'inciter l'URD à souscrire la puissance optimale par rapport à son besoin. La puissance souscrite est définie comme la puissance maximale qu'un URD peut soutirer du réseau, le disjoncteur intégré au compteur intelligent coupant l'alimentation au-delà. La puissance souscrite doit donc être paramétrée à distance dans le compteur intelligent (Pmax du disjoncteur intégré au compteur intelligent) et peut être modifiée à distance à la demande de l'URD en cas de changement de puissance souscrite.

³¹ Les paliers, la procédure et les exigences associées seront fixées dans le règlement technique.

³² Il est à noter que la puissance minimale des raccordements installés à Bruxelles est de 9,2 kVA (40 A à 230 V en monophasé), même si l'URD a besoin de moins de puissance, et que c'est la puissance du raccordement qui fixe dans la tarification actuelle de l'utilisation du réseau le coût de la part capacitaire

Nous préconisons également d'augmenter la part des coûts d'utilisation du réseau de distribution affectée à la composante capacitaire à une valeur comprise entre 30 et 40 %, par rapport aux 20 % actuel, afin de renforcer le caractère incitatif de la puissance souscrite sans trop affaiblir l'incitation du terme proportionnel à la consommation à 3 plages horaires de la tarification évoluée et à 2 plages dans la tarification classique (voir paragraphe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.).**

- 3 options principales sont envisageables pour la période tarifaire 2025-2029 concernant la composante mesure et comptage, qui constitue aujourd'hui un tarif séparé du tarif d'utilisation du réseau :
 - **Option 1** : la composante mesure et comptage est conservée pour la tarification évoluée, et dans ce cas il est fortement préconisé que cette composante soit indifférenciée entre compteur intelligent et compteur classique, afin d'éviter de défavoriser l'adoption du comptage intelligent, le désavantage étant que cette approche pourrait être critiquée par certains pour son manque d'équité, les coûts de mesure et comptage étant socialisés.
 - **Option 2** : la composante mesure et comptage est supprimée pour tous les URD de moins de 56 kVA, indépendamment de leur type de compteur, afin d'éviter une discrimination. Les coûts correspondant seraient affectés à l'utilisation du réseau et on passerait alors de 3 à 2 composantes tarifaires (proportionnelle et capacitaire), avec une simplification pour les URD, le désavantage étant également que cette approche pourrait être critiquée par certains pour son manque d'équité les coûts de mesure et comptage étant socialisés, mais il est possible que cette approche prête moins le flanc à la critique sur ce point que l'option 1, car le tarif de comptage n'est plus visible.
 - **Option 3** : remplacer la composante mesure et comptage par un terme fixe plus général et indifférencié selon le type de compteur. Cette approche préserverait l'objectif de ne pas pénaliser l'adoption du compteur intelligent et serait peut-être la moins attaquable du point de vue de l'équité.
 - **L'option qui consisterait à avoir une composante de comptage différenciée entre compteur intelligent et compteur classique est selon nous à proscrire** car elle pénaliserait l'adoption du compteur intelligent et serait donc un frein à la transition énergétique.

Sauf évolution législative ultérieure, la tarification évoluée préconisée n'est applicable qu'aux URD ayant donné leur consentement au GRD pour la collecte de données personnelles au sens de l'ordonnance électricité, soit à travers un consentement explicite, soit à travers un consentement implicite pour tous les cas listés par l'ordonnance électricité en vigueur (recharge de véhicule électrique, partage d'électricité, participation à des services de flexibilité ou d'agrégation, achat d'électricité par un échange de pair à pair ou toute activité susceptible de générer l'injection d'électricité sur le réseau de distribution.).

Cas particulier du partage d'énergie

L'ordonnance du 17 mars 2022³³ introduisait de nouvelles dispositions par les points suivants :

- « la structure des tarifs favorise la transition énergétique et l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures » (Art. 9quinquies 7° pour l'électricité et Art. 10ter 7° pour le gaz) ;
- les tarifs applicables à l'installation d'un compteur intelligent sont transparents, raisonnables et proportionnés. Les tarifs favorisent l'accès des ménages, y compris des ménages vulnérables, à un compteur intelligent (Art. 9quinquies 21° pour l'électricité) ;
- la structure des tarifs veille à assurer un équilibre entre la solidarité de la couverture des coûts globaux des réseaux ainsi que de la contribution aux impôts, taxes, surcharges, redevance et contributions de toutes natures et l'intérêt de participer à une communauté d'énergie et de partager de l'électricité, tout en tenant compte de l'évaluation coûts-avantages périodique relative aux communautés d'énergie et au partage de l'électricité. La structure des tarifs favorise notamment le partage d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables qui tient compte de la structure du réseau de distribution existant (Art. 9quinquies 22° pour l'électricité).

Pour la période 2022-2024, BRUGEL a approuvé des tarifs spécifiques pour le partage d'énergie (voir décision 205 publiée sur le site de BRUGEL³⁴). Par ailleurs cette décision précisait que BRUGEL intégrera pour la période tarifaire 2025-2029 l'analyse répondant à l'évaluation coûts-avantages périodique relative aux communautés d'énergie et au partage de l'électricité prescrite à l'article 9quinquies, 22° de l'ordonnance électricité.

Cette obligation découle de l'article 16, § 3, e), de la directive 2019/944 qui prévoit que « le partage d'électricité, lorsqu'il a lieu, se fait **sans préjudice des redevances d'accès au réseau, tarifs et prélèvements applicables**, conformément à une **analyse coûts-avantages transparente** des ressources énergétiques distribuées élaborée par l'autorité nationale compétence ».

Cette étude s'appuie sur les retours d'expérience de partage d'énergie existant actuellement à Bruxelles et sera réitérée périodiquement et au minimum une fois tous les 5 ans pour tenir compte de ses recommandations dans les méthodologies tarifaires.

Par ailleurs, l'étude coûts-avantages du partage d'énergie menée dans le cadre du module 2 de la présente étude tarifaire a montré d'une part l'existence d'un bénéfice net pour le réseau généré par le partage d'énergie lorsque le taux de pénétration du partage d'énergie est suffisamment élevé, d'autre part des avantages environnementaux et sociétaux importants. 2 options sont envisageables pour la tarification de la distribution d'électricité applicable aux volumes d'énergie partagée :

- **Option I : non distinction du tarif de distribution entre les volumes partagés et les volumes complémentaires**

³³ Modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires en vue de la transposition de la directive 2018/2001 et de la directive 2019/944, M.B. 20.04.2022

³⁴ <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2022/fr/DECISION-205-PROPOSITION-TARIFAIRES-PARTAGE-ENERGIE.pdf>

- Cette option s'inscrit dans la logique développée et motivée dans le cadre des travaux du module I, qui consiste à ne pas mettre en place une tarification évoluée différenciée selon l'usage de l'électricité, car cette dernière a un caractère discriminatoire, qui va à l'encontre des règles fondamentales de conception des tarifs d'utilisation du réseau.
- De ce fait, dans le cadre de cette première option, les URD participants à un partage d'énergie, qui doivent tous disposer d'un compteur intelligent et activer la fonction communicante du compteur (opt-in implicite), se verront attribuer la tarification évoluée précédemment décrite (2A), applicable à la totalité des prélèvements de l'URD, qu'il s'agisse de volumes partagés ou de volumes complémentaires. Cette tarification évoluée est favorable au développement du partage d'énergie basé sur la production renouvelable PV puisque les volumes partagés le sont au cours de la journée, donc lors de la plage horaire jour de la tarification évoluée, qui sera moins chère que la plage horaire heure pleine de la tarification bihoraire actuelle. Par ailleurs ce bénéfice financier reflète bien les bénéfices apportés au réseau tels qu'identifiés et quantifiés dans l'étude coûts avantages. Enfin cette tarification a l'avantage d'être non discriminatoire (en effet deux URD ayant le même profil de prélèvement, l'une membre d'un partage, l'autre non, auront le même coût d'utilisation du réseau).
- Dans le cadre de cette option :
 - La composante capacitaire s'applique à la puissance souscrite, qui est indépendante du type de flux (volume partagé ou volume complémentaire), une différenciation de cette puissance entre type de flux n'ayant pas de sens car elle serait contreproductive par rapport à l'objectif poursuivi d'optimisation de la puissance maximale appelable.
 - La composante fixe de mesure et comptage, si elle était conservée (option 1 ou option 3 décrites précédemment), serait également indifférenciée entre partage d'énergie et autres usages, ce qui est favorable au développement du partage d'énergie, mais pourrait être critiqué par certains en termes d'équité du fait de la socialisation des coûts additionnels de gestion des données du GRD liés au partage d'énergie.
- ◆ **Option 2 : distinction du tarif de distribution entre les volumes partagés et les volumes complémentaires**
 - Comme indiqué précédemment, l'alinéa 22 de l'article 9 quinquies de l'ordonnance électricité en vigueur indique que « la structure des tarifs veille à assurer un équilibre entre la solidarité de la couverture des coûts globaux des réseaux ainsi que de la contribution aux impôts, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures et l'intérêt de participer à une communauté d'énergie et de partager de l'électricité, tout en tenant compte de l'évaluation coûts-avantages périodique relative aux communautés d'énergie et au partage de l'électricité. La structure des tarifs favorise notamment le partage d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables qui tient compte de la structure du réseau de distribution existant. »
 - De ce fait, une tarification de la distribution différenciée entre volumes partagés et volumes complémentaires est conforme au cadre légal en vigueur. Dans le cadre de l'option 2, cette tarification consisterait à appliquer la tarification évoluée 2A aux volumes partagés et complémentaires, et à accorder aux volumes partagés un bénéfice

supplémentaire par rapport à la tarification évoluée 2A, qui pourrait se matérialiser par un rabais sur les termes proportionnels à l'énergie des périodes nuit et jour, soit uniquement pour les partages de type A et B, comme dans la tarification actuelle, soit également pour les types C et D, pour tenir compte des avantages induits également par ces deux types de communautés selon les résultats de l'étude coûts avantages. Ces avantages peuvent être motivés par les avantages non quantifiés du partage d'énergie décrits dans l'étude coûts-avantages. Cette option a le même désavantage que la tarification actuelle du partage d'énergie, qui est son caractère discriminatoire (cf. paragraphe 6.2.2.2).

- Dans l'option 2 les composantes capacitaires et de mesure et comptage sont traitées comme dans l'option 1.

Au vu des avantages et inconvénients précédemment décrits, l'option 1 de non différenciation de la tarification évoluée entre volumes partagés et volumes complémentaires nous apparaît comme la plus pertinente et cohérente.

Si Brugel et Sibelga souhaitaient malgré tout accorder un bénéfice supplémentaire au partage d'énergie l'option 2 reste possible.

7.1.2. Tarification applicable aux URD équipés d'un compteur intelligent n'ayant pas donné leur consentement pour la collecte de données personnelles et aux URD disposant d'un compteur classique

Suppression des heures creuses entre 7h et 22h le week-end et les jours fériés

Pour les URD disposant d'un compteur intelligent mais n'ayant pas donné leur consentement pour la collecte de données personnelles par le GRD, respectivement pour les URD disposant d'un compteur classique bihoraire, la tarification bihoraire actuelle HP/HC continuerait de s'appliquer avec une restriction des heures creuses exclusivement à la plage horaire 22h00-7h00 tous les jours de la semaine (la plage horaire 7h00-22h00 les week-ends et jours fériés passerait donc en heure pleine, comme pour les jours ouvrables) pour une mise en cohérence avec la tarification évoluée :

- D'une part il paraît en effet justifié de conserver la tarification bihoraire HP/HC avec les plages horaires actuelles 7h00-22h00 / 22h00-7h00 en semaine, qui sont cohérentes avec les plages de la tarification évoluée (HP = jour + pointe) en semaine, et apportent un bénéfice en termes d'incitation à la minimisation de la pointe BT et globale.
- Il apparaît également pertinent de traiter les jours de week-end et les jours fériés comme les jours de semaine, de manière cohérente avec la tarification évoluée proposée, puisque les enjeux sont identiques :
 - La suppression des heures creuses de 7h à 22h les week-ends et jours fériés se justifie par le fait que la pointe du réseau BT les week-ends se situe également en début de soirée vers 19h00, bien qu'inférieure d'environ 10 % à la pointe du réseau BT observée sur l'ensemble de l'année. Il est donc juste et approprié d'inciter tous les URD au même comportement de consommation les week-ends que les jours de semaine, et nous ne voyons pas comment justifier que le comportement de consommation vertueux recherché dépende du type de compteur installé ou du consentement ou non donné par un URD sur la collecte de ses données personnelles de comptage.
 - Par ailleurs, cet alignement des plages horaires entre week-ends et jours fériés d'une part et jours de semaine d'autre part est également cohérent avec ce que le régulateur

wallon prévoit de mettre en œuvre dans le cadre de sa méthodologie tarifaire 2025-2029, ce qui facilitera la tâche des fournisseurs qui sont actifs sur plusieurs régions, dont les prix de l'énergie électrique sont calés sur les plages tarifaires heures pleines – heures creuses.

- La contrepartie de cet abandon de la spécificité des week-ends et jours fériés dans la tarification bihoraire sera un renchérissement du tarif des heures creuses et une baisse du tarif des heures pleines. L'impact pour les URD devra être évalué par simulation afin de positionner les tarifs heure pleine et heure creuse au mieux pour minimiser l'impact sur la facture des URD et éviter un choc tarifaire. Cependant, l'alternative qui consisterait à conserver les plages horaires actuelles pour le tarif bihoraire aurait pour unique avantage d'éviter tout choc tarifaire, ce qui ne nous paraît pas contrebalancer ses désavantages : incohérence avec la tarification évoluée difficilement justifiable (le comportement de consommation vertueux recherché dépendrait alors en effet du type de compteur installé ou du consentement ou non donné par un URD sur la collecte de ses données personnelles de comptage) et forte complication des processus des fournisseurs d'électricité intervenant sur tout le territoire belge.

Renforcement du poids de la part capacitaire

Par ailleurs, pour ces URD, en cohérence avec la tarification évoluée, il convient également d'augmenter la part des coûts d'utilisation du réseau de distribution affectée à la composante capacitaire appliquée à la puissance mise à disposition au même pourcentage que celui appliqué dans le cadre de la tarification évoluée (pour rappel entre 30 et 40 % au maximum, cf. paragraphe 7.1.1), tout en maintenant le seuil de 13 kVA.

Accès à la tarification de la part capacitaire sur base de la puissance souscrite

Enfin, nous proposons que les URD disposant d'un compteur intelligent sans avoir donné leur consentement au GRD pour la collecte de leurs données personnelles, ainsi que les URD disposant d'un compteur classique, puissent également librement accéder à la tarification de la part capacitaire sur la base de la puissance souscrite, car ceci contribuerait à la minimisation de la hausse de la pointe en les incitant à ne pas investir dans des équipements électriques à trop forte puissance, dont en particulier des bornes de charge (afin de maximiser l'installation chez les particuliers de bornes de charge de puissance comprise entre 3 et 7 kW). Cette mesure tarifaire fonctionnerait comme suit :

- Cas 1 : l'URD disposant d'un compteur intelligent sans avoir donné leur consentement au GRD pour la collecte de leurs données personnelles pourrait accéder, à sa demande, à la tarification de la part capacitaire sur la base de la puissance souscrite, en autorisant le GRD à collecter ses données personnelles limitées à la puissance maximale du disjoncteur intégré et aux données techniques associées du compteur intelligent requises pour permettre au GRD de configurer à distance la puissance souscrite par l'URD dans son compteur intelligent. Cette acceptation ne donnerait pas l'autorisation au GRD de collecter l'ensemble des données du compteur intelligent et ne vaudrait donc pas acceptation ni régime de comptage R3, ni R1, ni du basculement à la tarification évoluée à 3 plages horaires. L'URD continuerait donc de bénéficier du tarif bihoraire à 2 plages horaires.
- Cas 2 : l'URD disposant d'un compteur classique pourrait demander librement au GRD d'accéder à la tarification de la part capacitaire sur la base de la puissance souscrite. Le GRD installerait alors un compteur intelligent en remplacement du compteur existant de l'URD, et l'on se retrouverait dans le cas 1, qui serait alors d'application, tout en donnant l'opportunité au GRD de proposer à cet URD de basculer, s'il le souhaite vers la tarification évoluée complète.

Les modalités opérationnelles de mise en œuvre de fixation et de modification de la puissance souscrite entre le GRD et l'URD seront à définir. Celles-ci seront basées soit sur une interface directe entre le GRD et l'URD (comme c'est déjà le cas par exemple pour la gestion des demandes de déforçement d'un compteur électrique pour raison tarifaire), soit éventuellement en s'appuyant sur le fournisseur d'énergie qui dispose d'un lien direct avec les URD qu'il approvisionne et peut jouer un rôle de conseil auprès des URD, comme c'est la cas par exemple en France.

Il est toutefois apparu, lors d'échanges avec Sibelga sur ce sujet, que la création d'un consentement partiel tel que présenté dans le cas I ci-dessus présenterait d'une part des difficultés de mise en œuvre et d'autre part des risques quant à sa conformité avec le cadre légal pour un bénéfice limité.

Il est donc recommander de demander à Sibelga d'investiguer cette possibilité sans l'imposer formellement.

7.1.3. Positionnement prix de la tarification évoluée

Le positionnement prix des plages jour, pointe et nuit de la tarification évoluée devra être défini pour permettre aux URD de dégager des gains par rapport au tarif bihoraire ajusté comme décrit précédemment, si les URD adoptent le comportement vertueux recherché. Ceci peut se traduire par un prix nuit de la tarification évoluée inférieur au prix HC de la tarification bihoraire, justifié par le fait que le prix pointe de la tarification évoluée sera plus élevé que le prix HP, tandis que le prix jour de la tarification évoluée sera lui inférieur au prix HP. La recherche du positionnement prix optimal nécessitera la réalisation de simulations.

7.1.4. Calendrier d'introduction de la tarification cible

Nous préconisons d'introduire la tarification évoluée précédemment décrite, dans son entièreté (part proportionnelle à la consommation à 3 plages horaire ET part capacitaire appliquée à la puissance souscrite), dès que possible au cours de la période 2025-2029, soit le 1^{er} janvier 2028 au plus tard, compte tenu des contraintes exprimées par Sibelga. Ceci est motivé par les points suivants :

- Il est anticipé à une augmentation de la pointe importante d'ici 2030 (évaluée dans le cadre du module I de la présente étude) si rien n'est fait pour inciter principalement les utilisateurs de véhicules électriques à recharger leurs véhicules en dehors de la pointe du soir et prioritairement la nuit. Ne rien faire d'ici 2030, revient à accepter des investissements de renforcement qui pourraient être évités et à ne pas dégager la valeur attendue de l'investissement dans les compteurs intelligents posés d'ici 2029, qui seront déjà très nombreux (voir point suivant).
- D'ici 2027, environ 266 000 compteur intelligents devraient avoir été installés en RBC par Sibelga (37 % du parc), et d'ici 2028 c'est près de 331 00 compteurs intelligents ³⁵ (47 % du parc) qui devraient être en service, d'après la trajectoire communiquée par Sibelga dans le cadre de cette étude. Il y aura donc un potentiel d'adoption de la tarification évoluée et donc de bénéfices pour le réseau très important dès 2028.
- Il convient de sensibiliser au plus tôt les utilisateurs de véhicules électriques, de chauffage électrifié mais également tous les autres utilisateurs à leur impact sur les coûts du réseau et

³⁵ Source : Sibelga, données fournies dans le cadre du module 2 de la présente étude (étude coûts-avantages du partage d'énergie et des communautés d'énergie)

donc sur le bénéfice individuel et collectif qu'ils pourraient générer par une adaptation de leur comportement de consommation dans le cadre d'une tarification évoluée adaptée.

L'abandon des heures creuses de 7h00 à 22h00 les week-ends et jours fériés dans le cadre de la tarification bihoraire applicable aux compteurs classiques et aux compteurs intelligents des URD n'ayant pas donné d'autorisation au GRD pour la collecte de leurs données personnelles devra également être d'application au moment de l'introduction de la tarification évoluée (soit au plus tard le 1^{er} janvier 2028), voire auparavant (voir paragraphe suivant consacré à la gestion de la phase transitoire précédant l'entrée en vigueur de la tarification évoluée).

7.1.5. Gestion de la période transitoire (du 1^{er} janvier 2025 jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la tarification évoluée)

D'ici l'entrée en vigueur conjointe (si possible le 1^{er} janvier 2027 et au plus tard le 1^{er} janvier 2028), de la tarification évoluée décrite au paragraphe 7.1.1 et éventuellement de la tarification applicable aux URD équipés d'un compteur intelligent n'ayant pas donné leur consentement pour la collecte de données personnelles et aux URD disposant d'un compteur classique décrite au paragraphe 7.1.2, nous préconisons des adaptations simples et pragmatiques de la tarification de l'utilisation du réseau en vigueur pour les URD de moins de 56 kVA, qui contribuent à l'objectif de minimisation de l'augmentation de la pointe induite par les nouveaux usages, et préparent le terrain pour l'entrée en vigueur de la tarification évoluée, sans détourner Sibelga de l'objectif et des actions clés à mener pour introduire la tarification évoluée dans le délai susmentionné.

Il est préconisé de renforcer progressivement le poids de la part capacitaire au pourcentage cible retenu pour la tarification évoluée (entre 30 et 40 %) dès le 1^{er} janvier 2025 : cette mesure aura pour effet d'inciter d'avantage les URD à optimiser le choix de la puissance de leur raccordement dans le cadre d'un nouveau raccordement, à minimiser la demande de renforcement de leur branchement électrique ou de renforcement de la puissance compteur, et à optimiser le niveau de puissance de leurs nouveaux équipements électriques, en particulier les bornes de charge. Dans la continuité de la méthodologie 2020-2024, le seuil de 13 kVA est maintenu.

Concernant les heures creuses entre 7h et 22h le week-end et les jours fériés dans le cadre du tarif bihoraire, dès le 1^{er} janvier 2025, 2 options sont envisageables :

- **Option 1 : statu quo**
Les heures creuses entre 7h et 22h le week-end et les jours fériés dans le cadre du tarif bihoraire sont conservées jusqu'à l'entrée en vigueur de la tarification évoluée.
- **Option 2 : suppression**
Les heures creuses entre 7h et 22h le week-end et les jours fériés dans le cadre du tarif bihoraire sont supprimées dès le 1^{er} janvier 2025.

L'option 1 a l'avantage de la simplicité et de la continuité, mais ne cherche pas à préparer les URD aux évolutions induites par la future tarification évoluée comme le fait l'option 2.

L'introduction anticipée au 1^{er} janvier 2025 ou 2026 de l'accès des URD à la tarification de la part capacitaire sur base de la puissance souscrite devrait également être envisagée sérieusement, sous réserve de faisabilité opérationnelle à préciser par Sibelga.

Enfin, concernant les tarifs non-périodiques relatifs aux raccordements, une seule mesure éventuelle nous paraît à considérer : si cela est justifiable en termes de coûts (à préciser par Sibelga), il conviendrait de proposer un tarif non-périodique de placement d'un branchement jusqu'à 56 kVA différencié selon la puissance de raccordement demandée, avec le tarif le moins cher pour la puissance minimale proposée par Sibelga, soit 9,2 kVA (actuellement il s'agit d'un tarif unique de 1242 € quelle que soit la puissance de branchement demandée) . Cette mesure n'a d'intérêt que si une différence

suffisante peut être obtenue, dans le respect de la réflectivité des coûts, entre le tarif pour 9,2 kVA et le ou les tarifs pour des puissances de raccordement supplémentaires (tarif par palier au-delà de 9,2 kVA).

Les considérations concernant les tarifs non-périodiques relatifs aux raccordements sont détaillées au paragraphe 7.1.6.

7.1.5.1 Cas particulier du partage d'énergie

Au cours de la période transitoire, 2 options ont envisageables concernant la tarification de la distribution relative aux volumes d'énergie partagée :

- **Option 1 : statu quo**

Dans cette option 1, la structure tarifaire existante est conservée en l'état avec les avantages octroyés au partage d'énergie de type A et B.

- **Option 2 : recalibrage de l'avantage octroyé au partage d'énergie**

Dans cette option 2, l'avantage existant sur l'énergie partagée pour les types A et B est supprimé et remplacé par un avantage plus réduit calibré pour être cohérent avec l'estimation du gain futur moyen qui sera obtenu par l'application de la tarification évoluée. Cet avantage pourrait également être étendu au partage de type A et de type B en cohérence avec les résultats de l'étude coûts-avantage.

L'option 1 a l'avantage de la simplicité et de la continuité, en attendant l'introduction de la tarification évoluée d'ici 2028.

7.1.5.2 Approche juridique dans la détermination du caractère préférentiel des tarifs applicables aux communautés d'énergie et au partage d'énergie

7.1.5.1.1. Cadre légal en vigueur

Le cadre légal relatif à la mise en place des communautés d'énergie prévoit différentes dispositions concernant leur déploiement. Les différents textes insistent notamment sur les avantages qui peuvent découler de la mise en place de tels projets. L'objectif du législateur européen est de favoriser l'émergence des partages d'énergie, car il estime que cela participera au déploiement des sources d'énergie renouvelable, à l'accès à une énergie renouvelable pour tous les citoyens, y compris ceux en situation de précarité. Ce développement contribuera également à l'atteinte des objectifs en matière d'efficacité énergétique. Cette volonté se retrouve notamment dans les considérants (66) et (67) de la directive 2018/2001, qui prévoient ce qui suit :

« (66) Avec l'importance croissante de l'autoconsommation d'électricité produite à partir de sources renouvelables, il est nécessaire de définir les autoconsommateurs d'énergies renouvelables et les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière collective. Il est également nécessaire d'établir un cadre réglementaire qui autoriserait les autoconsommateurs d'énergies renouvelables à produire, consommer, stocker et vendre de l'électricité sans devoir supporter de charges disproportionnées. Les personnes vivant en appartement devraient pouvoir bénéficier de cette possibilité au même titre que les ménages habitant dans des maisons unifamiliales. Les États membres devraient toutefois être autorisés à faire une distinction entre les autoconsommateurs d'énergies renouvelables agissant de manière individuelle et ceux agissant de manière collective en raison de leurs caractéristiques différentes, dans la mesure où toute différenciation de ce type est proportionnée et dûment justifiée ».

« (67) La possibilité de participation offerte aux autoconsommateurs d'énergie renouvelable agissant de manière collective donne également aux communautés d'énergie renouvelable l'occasion de faire progresser l'efficacité énergétique au niveau des ménages et de contribuer à lutter contre la précarité énergétique en réduisant la consommation et en faisant baisser les tarifs de fourniture. Les États membres

devraient profiter de cette occasion pour évaluer notamment la possibilité de permettre la participation des ménages, qui, à défaut, pourraient ne pas être en mesure de participer, y compris les consommateurs vulnérables et les locataires ».

Par ailleurs, cette directive impose directement aux Etats membres de tenir compte de la contribution de ces partages à la réalisation des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables, qui permettent elles-mêmes d'atteindre les objectifs climatiques fixés par l'Union européenne :

*« (68) Les autoconsommateurs d'énergies renouvelables ne devraient pas être exposés à des coûts ou des charges disproportionnés ou discriminatoires ni à des frais injustifiés. **Il y a lieu de tenir compte de leur contribution à la réalisation de l'objectif en matière de climat et d'énergie et des coûts et avantages qu'ils engendrent dans le système énergétique en général.** Par conséquent, les États membres ne devraient pas, de manière générale, imposer de frais à l'électricité produite et consommée dans les mêmes locaux par des autoconsommateurs d'énergies renouvelables. Les États membres devraient néanmoins être autorisés à appliquer des frais non discriminatoires et proportionnés pour cette électricité si cela est nécessaire pour garantir la viabilité financière du système électrique, pour limiter le soutien à ce qui est objectivement nécessaire et pour utiliser au mieux leurs régimes d'aide. Dans le même temps, les États membres devraient veiller à ce que les autoconsommateurs d'énergies renouvelables contribuent d'une manière équilibrée et appropriée au système général de partage des coûts de production, de distribution et de consommation de l'électricité, lorsque de l'électricité est injectée dans le réseau ».*

L'augmentation de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables permet notamment d'assurer l'approvisionnement des citoyens en énergie durable, à des prix abordables, ce qui est particulièrement important dans un contexte de volatilité accrue des prix de l'énergie³⁶.

Par ailleurs, la réglementation européenne autorise également les Etats membres à mettre en place des politiques spécifiques en matière de tarifs en ce qui concerne le partage, pour autant que ces politiques soient non discriminatoires et licites. En effet, le considérant 46 de la Directive 2019/944 prévoit ce qui suit :

*« Lorsque l'électricité est partagée, la collecte des redevances d'accès au réseau, les tarifs et les prélèvements liés aux flux d'électricité ne devraient pas affecter le partage. Le partage devrait être facilité dans le respect des obligations et selon des délais corrects en ce qui concerne l'équilibrage, la mesure et le règlement. Les dispositions de la présente directive relatives aux communautés énergétiques citoyennes ne portent pas atteinte **au pouvoir qu'ont les États membres de définir et mettre en œuvre des politiques applicables au secteur de l'énergie en matière de redevances d'accès au réseau et de tarifs, ou de concevoir et de mettre en œuvre des systèmes de financement et le partage des coûts, pour autant que lesdites politiques soient non discriminatoires et licites** ».*

Enfin, si les tarifs de réseau doivent être établis de manière non discriminatoire, ces derniers ne peuvent pas freiner l'amélioration de l'efficacité énergétique :

*« Afin d'assurer des conditions de concurrence équitables entre tous les acteurs du marché, les tarifs de réseau devraient être appliqués sans introduire de discrimination, positive ou négative, entre la production raccordée au niveau de la distribution et la production raccordée au niveau du transport. **Les tarifs de réseau ne devraient pas créer de discrimination vis-à-vis du stockage d'énergie, ni***

³⁶ Voir aussi le considérant 3 de la directive 2001/2018

décourager la participation active de la demande, ni freiner l'amélioration de l'efficacité énergétique »³⁷.

Ces différentes dispositions ont été traduites dans l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité, et particulièrement dans l'article 9quinquies, 7°, qui prévoit que « la structure des tarifs favorise la transition énergétique et l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ».

7.1.5.1.2. Fit for 55 package et proposition de refonte des directives

Dans le cadre du paquet « Fit for 55 », la Commission a notamment proposé une refonte de la réglementation européenne actuelle, afin d'améliorer la structure du marché de l'électricité.

Dans cadre du projet de refonte de la directive sur l'efficacité énergétique, la Commission insiste sur le rôle des communautés d'énergie pour atteindre les objectifs fixés par la directive sur l'efficacité énergétique et leur potentiel, et notamment de la possibilité pour les clients, et notamment les clients plus vulnérables³⁸, de participer activement à l'efficacité énergétique, et dès lors à la transition énergétique. Le projet de directive insiste particulièrement sur le besoin de supporter de manière active les projets de communautés d'énergie afin d'assurer leur émergence :

*« (92) The contribution of renewable energy communities, pursuant to Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council⁴³, and citizen energy communities, according to Directive (EU) 2019/944 towards the objectives of the European Green Deal and the 2030 Climate Target Plan, **should be recognised and actively supported**. Member States should, therefore, consider and promote the role of renewable energy communities and citizen energy communities. Those communities can help Member States to achieve the objectives of this Directive by advancing energy efficiency at local or household level, as well as in public buildings in cooperation with local authorities. They can empower and engage consumers and enable certain groups of household customers, including in rural and remote areas to participate in energy efficiency projects and interventions, which can combine actions with investment in renewable energy. Energy communities can have a strong role to play in educating and increasing citizens' awareness of measures to achieve energy savings. If properly supported by Member States, energy communities can help fighting energy poverty through facilitation of energy efficiency projects, reduced energy consumption and lower supply tariffs³⁹.*

*(92a) Long-term behavioural changes in energy consumption can be achieved through the empowerment of citizens. Energy communities can help deliver long-term energy savings, particularly among households, and an increase in sustainable investments from citizens and small businesses. **Member States should empower such actions by citizens through support for community energy projects and organisations**. In addition, engagement strategies, involving all relevant stakeholders at national and local level in the policy-making process, may be part of the local or regional decarbonisation plans or national buildings renovation plans, with the objective of increasing awareness, obtaining feedback on policies and improving their acceptance by the public⁴⁰.*

³⁷ Considération 39, Règlement 2019/943.

³⁸ Voir également le considérant 96 de la directive sur l'efficacité énergétique, recast ; ce principe se concrétise dans l'article 21, (2), du projet de directive.

³⁹ Considérant 92 de la directive sur l'efficacité énergétique, recast ;

⁴⁰ Considérant 92a de la directive sur l'efficacité énergétique, recast ;

En effet, BRUGEL considère qu'offrir un soutien spécifique aux communautés d'énergie permettra de contribuer au déblocage du potentiel de production d'énergie photovoltaïque à Bruxelles, compte-tenu notamment du grand nombre de locataires bruxellois, et du grand nombre d'immeubles à appartement à Bruxelles, mais également en utilisant la production générée de manière optimale. Ce potentiel de production photovoltaïque participe directement aux objectifs en matière de développement du Plan Air-Climat-Energie Bruxellois. La mise en place de tarifs favorables à l'égard des communautés d'énergie contribuera à ce déblocage, et à accroître la production globale d'énergie renouvelable à Bruxelles. Une telle approche est également cohérente avec la politique régionale en matière d'énergie de la Région, en ce que cette dernière a fortement investi dans le concept de partage dans le cadre de la transposition des directives sur la structure de marché et sur la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Dans ce contexte, la proposition de directive prévoit également que les autorités de régulation doivent adopter une approche qui permet que les tarifs de distribution encouragent les améliorations en termes d'efficacité énergétique. La directive recommande également particulièrement de ne pas uniquement partir d'une analyse strictement d'efficacité économique, mais plus largement d'adopter une approche qui permet de maximiser le bien être sociétal global.

*« National energy regulatory authorities should take an integrated approach encompassing potential savings in the energy supply and the end-use sectors. Without prejudice to security of supply, market integration and anticipatory investments in offshore grids necessary for the deployment of offshore renewable energy, national energy regulatory authorities **should ensure that the energy efficiency first principle is applied in the planning and decision making processes and that network tariffs and regulations incentivise improvements in energy efficiency.** Member States should also ensure that transmission and distribution system operators consider the energy efficiency first principle. That would help transmission and distribution system operators to consider better energy efficiency solutions and incremental costs incurred for the procurement of demand side resources, as well as the environmental and socio-economic impacts of different network investments and operation plans. **Such an approach requires a shift from the narrow economic efficiency perspective to maximised social welfare.** The energy efficiency first principle should in particular be applied in the context of scenario building for energy infrastructure expansion where demand side solutions could be considered as viable alternatives and need to be properly assessed, and it should become an intrinsic part of the assessment of network planning projects. Its application should be scrutinised by national regulatory authorities ».*

Au vu de de la contribution potentielle du partage d'énergie tant au développement de l'efficacité énergétique, qu'au déploiement du potentiel photovoltaïque bruxellois, BRUGEL considère qu'il existe une base légale suffisante pour permettre de prévoir des tarifs préférentiels pour les partages d'énergie. En effet, prévoir de tels tarifs permettra sans aucun doute de rendre le partage plus attractif pour les bruxellois, et dès lors d'augmenter la proportion de points de fourniture participant à un partage. Il convient en effet de ne pas tenir compte uniquement des coûts directement évités pour le GRD et chiffrables de manière précise, mais également de tenir compte des bénéfices sociaux et environnementaux qui vont découler de cette mesure.

7.1.5.1.3. Possibilité de s'écarter de la nature réfective des coûts

De manière générale, tant les directives européennes que la législation bruxelloise prévoient l'application de deux principes : la réfectivité des coûts, et l'application non-discriminatoire des tarifs.

La **directive 2019/944** prévoit notamment que les autorités de régulation ont notamment pour tâche de vérifier que « les tarifs de transport et de distribution soient non-discriminatoires et reflètent les coûts »⁴¹, dans le cadre de leur compétence d'approbation des tarifs. Le **règlement 2019/943** quant à lui, prévoit dans son article 18, § 1^{er}, que les redevances d'utilisation des réseaux « reflètent les coûts, sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire ». L'article 18, § 2, du même règlement prévoit que « les méthodes de tarification reflètent les coûts fixes des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution », et le § 7 prévoit que « les tarifs de distribution reflètent les coûts, en tenant compte de l'utilisation du réseau de distribution par les utilisateur du réseau, y compris les clients actifs ». L'article ajoute que « les tarifs de distribution peuvent comporter des éléments liés à la capacité de connexion au réseau et peuvent varier en fonction des profils de consommation ou de production des utilisateurs du réseau ».

L'ACER le résume en indiquant que « *electricity tariff design, in general, aims at recovering the costs incurred by a monopolistic system operator while stimulating efficiency. Cost recovery is the core objective of tariffs. Efficiency mainly relates to cost-reflectivity and the economic signals sent to the network users for optimal use of the network* ». L'ACER ajoute toutefois que les tarifs peuvent fournir des incitants aux utilisateurs du réseau pour qu'ils adaptent leurs comportements.

Le CEER rappelle également dans ses publications le principe selon lequel les tarifs de distribution envoient un signal prix au marché, en fonction duquel les consommateurs peuvent déterminer l'équilibre entre l'utilisation du réseau et l'adaptation de leur consommation. Pour que ce signal prix soit efficace, il est essentiel que les tarifs reflètent les coûts du service fourni.

Ces dispositions ont notamment été transposées dans **l'ordonnance électricité**, dans l'article 9quinquies, al. 1^{er}, 2^o, qui prévoit notamment que la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir les coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations du GRD, ainsi que dans l'article 9quinquies, al. 1^{er}, 14, qui prévoit que les tarifs permettent au GRD « de recouvrer la totalité de ses coûts et une rémunération normale des capitaux ». Concernant les clients actifs, l'ordonnance précise également dans son article 13bis, § 4, que les « frais ou redevances d'accès au réseau éventuellement applicables aux clients actifs sont non discriminatoires et proportionnés, reflètent les coûts générés par leurs activités pour le réseau et distinguent les coûts imputés à l'électricité injectée et à l'électricité prélevée ».

Toutefois, l'ACER a conclu positivement sur la possibilité d'appliquer des tarifs différenciés ou des exemptions au sein d'un même groupe d'utilisateur, pour autant que certaines conditions soient remplies. Plusieurs Etats Membres appliquent des règles différentes à certains utilisateurs du réseau en fonction de différentes raisons (différenciation espace rural/urbain, courbe de charge, technologie disponible au niveau du compteur...). L'ACER conclut que « *exemptions, partial exemptions or discounts from the payment of the reflective costs by a network user are provided only if justified reasons exist. Therefore, the necessity of any different treatment should be carefully considered and reassessed over time by the NRAs* ». L'ACER a donc défini certaines conditions afin d'appliquer des tarifs différenciés : ces tarifs doivent être motivés (il faut expliquer la raison pour laquelle il est nécessaire de les adopter), il doivent être adoptés pour une période temporaire, et au terme de cette période, le régulateur doit examiner s'il est nécessaire de les maintenir.

Concernant la possibilité d'appliquer des tarifs différenciés à des groupes d'utilisateurs du réseau différents, ou à des tarifs différenciés en fonction du temps, l'ACER note en particulier que

⁴¹ Considérant 81, directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, J.O., L 158/125, 14 juin 2019, à lire avec l'article 59 de la directive.

l'introduction de nouvelles charges électriques (chauffage et véhicules électriques) va potentiellement requérir que les tarifs soient différenciés, afin d'être cost-reflective.

7.1.6. Tarifs non-périodiques relatifs aux raccordements

Les tarifs non-périodiques analysés dans la présente étude sont ceux relatifs aux raccordements BT jusqu'à 56 kVA (pose de nouveaux raccordements et modification de raccordements existants), soit les tarifs suivants :

- **Branchements :**
 - EBT58 : Placement d'un branchement électrique jusqu'à 56 kVA
 - EBT60 : Renforcement (sans déplacement) d'un branchement électrique jusqu'à 56 kVA
 - EBT65 : Déplacement d'un branchement électrique jusqu'à 56 kVA avec ou sans renforcement
- **Compteurs :**
 - EBT10 : Placement d'un compteur électrique en coffret de puissance jusqu'à 25 kVA
 - EBT32 : Placement d'un compteur électrique en coffret d'une puissance de 25 à 56 kVA
 - EBT75 : Placement d'un compteur électrique sur une installation en décompte jusqu'à 56 kVA
 - EBT40 : Placement d'un compteur électrique sur planche de puissance jusqu'à 56 kVA
 - EBT20 : Déplacement, renforcement, déforçement d'un compteur électrique en coffret de puissance jusqu'à 25 kVA
 - EBT21 : Déforçement d'un compteur électrique en coffret pour motivation tarifaire (passage sous les 13 kVA)
 - EBT88 : Déplacement, renforcement ou déforçement d'un compteur électrique sur planche de puissance jusqu'à 25 kVA
 - EBT89 : Déforçement d'un compteur électrique sur planche pour motivation tarifaire (passage sous les 13 kVA)
 - EBT76 : Déplacement, renforcement ou déforçement d'un compteur électrique jusqu'à 56 kVA sur une installation en décompte
 - EBT50 : Déplacement, renforcement ou déforçement d'un compteur électrique de puissance comprise entre 25 et 56 kVA

L'évolution potentielle des tarifs non-périodiques relatifs au raccordement est analysée au regard de l'objectif global de la tarification cible qui est de minimiser l'augmentation de la pointe induite par les nouveaux usages, en préservant la réflectivité des coûts de ces tarifs qui est essentielle.

La tarification 2020-2024 pour la pose d'un nouveau raccordement jusqu'à 56 kVA comprend le tarif de placement d'un branchement électrique, à un prix unique donc indépendant de la puissance de raccordement ainsi que le tarif de placement d'un nouveau compteur électrique, qui dépend notamment de la gamme de puissance du compteur. Cependant, l'installation d'un compteur intelligent étant désormais obligatoire pour tous les nouveaux raccordements selon l'ordonnance électricité en vigueur, comme dans le cas d'une production locale ou de l'utilisation d'une borne de recharge, nous comprenons que la pose du compteur est effectué à prix nul.

La tarification non-périodique des nouveaux raccordements à Bruxelles n'intègre pas de composante d'accès au réseau comme c'est le cas en Wallonie, où la tarification non périodique des nouveaux raccordements comprend en sus de la composante branchement (B) et de la composante comptage

(C) une composante d'accès au réseau (A) tarifée proportionnellement à la puissance mise à disposition (ainsi qu'une composante D, pour les prestations complémentaires diverses, comme en RBC). L'ajout d'une telle composante A à la tarification des raccordements en RBC pourrait être considérée par certains comme faisant double emploi avec la part capacitaire du tarif d'utilisation du réseau en vigueur en RBC et du tarif évolué cible proposé pour la RBC. Cette part capacitaire, que nous avons proposé de renforcer, incite actuellement l'URD à limiter la puissance de son raccordement à moins de 13 kVA, sans incitation supplémentaire à aller à une puissance plus faible, tandis que l'entrée en vigueur de la tarification de la part capacitaire sur base de la puissance souscrite telle que préconisée précédemment donnera une incitation supplémentaire à l'URD pour minimiser la puissance de son nouveau raccordement, qui en pratique est actuellement au minimum de 9,2 kVA (40 A en 230 V monophasé). Il est classique en Belgique et dans les autres pays de l'UE d'avoir un prix de branchement unique pour une large gamme de puissance BT, parce que le coût du branchement comprend une part fixe importante indépendante de la puissance.

L'introduction d'un tarif non-périodique de placement d'un branchement jusqu'à 56 kVA différencié selon la puissance de raccordement demandée, avec le tarif le moins cher positionné pour la puissance minimale proposée par Sibelga, soit 9,2 kVA, a également été évaluée. Cette mesure n'a d'intérêt que si une différence suffisante peut être obtenue, dans le respect de la réflectivité des coûts, entre le tarif pour 9,2 kVA et le ou les tarifs pour des puissances de raccordement supplémentaires, ce qui n'est pas le cas selon Sibelga. Cette mesure n'est donc pas recommandée.

En revanche, il apparaît pertinent dans le cadre de la tarification non périodique des nouveaux raccordements d'introduire un tarif non périodique de la puissance de raccordement mise à disposition en €/kVA. Ce tarif ne fait pas double emploi avec le tarif périodique capacitaire car il incite le preneur de raccordement à optimiser la puissance de raccordement au moment de la mise en place d'un nouveau raccordement, tandis que le tarif capacitaire incite à optimiser l'utilisation de cette puissance de raccordement. Par ailleurs c'est le promoteur ou le propriétaire qui sera soumis à ce tarif, pas nécessairement l'utilisateur du réseau. Enfin le revenu généré grâce à ce nouveau tarif non périodique viendra en déduction des coûts affectés au tarif d'utilisation du réseau, au bénéfice des utilisateurs du réseau. Des dispositions dans le code de raccordement du règlement technique permettraient de créer une base légale pour ce nouveau tarif non-périodique.

Le tarif non-périodique existant de renforcement d'un branchement électrique jusqu'à 56 kVA apparaît déjà dissuasif pour inciter les preneurs de raccordement BT à recourir le moins possible à un renforcement (1 695 € en 2023 selon la grille tarifaire des tarifs non périodiques 2020-2024). Cependant l'introduction d'un tarif non périodique de la puissance additionnelle mise à disposition en €/kVA dans le cadre du renforcement d'un raccordement apparaît également pertinent pour inciter à l'optimisation de la puissance de raccordement additionnelle demandée au moment du renforcement.

Par ailleurs, toutes les situations de demande de renforcement (comme de déforçement) de la puissance compteur nécessite le remplacement du compteur, donc du fait de l'article 24 ter de l'ordonnance électricité son remplacement par un compteur intelligent. Les fiches tarifaires relatives (EBT20/21/88/89/76) devront être adaptées en conséquence. Ces demandes donneront l'opportunité au GRD de proposer un passage à la tarification de la part capacitaire de l'utilisation du réseau sur base de la puissance souscrite, dès que son introduction sera possible.

Enfin on rencontre très peu d'innovation dans le domaine de la tarification des raccordements pour contribuer aux enjeux de la transition énergétique. Ceci s'explique d'une part par le besoin impératif de réflectivité des coûts de ces prestations, dont les produits sont défalqués des coûts du GRD pour aboutir au RMA, d'autre part par la difficulté d'introduire des mesures de flexibilité liées au raccordement sans être en contradiction avec les règles des marchés de la flexibilité fixées par le cadre légal européen.

Au rang de ces innovations, on peut citer les offres de raccordement intelligentes⁴² (ORI) qui sont promues par le régulateur français (CRE). Les ORI sont de deux types :

- **Les ORI pour les producteurs :** elles consistent en une offre de raccordement d'une installation de production renouvelable à un prix et un délai de réalisation inférieurs à ceux des offres de raccordement dites de référence (équivalent des tarifs non-périodiques), en échange de l'acceptation par le producteur d'écrêtements ponctuels de sa production. Elles répondent à un enjeu d'intégration rapide et à moindre coût pour le GRD des installations de production dans des zones où des congestions sont rencontrées. Ces ORI production sont désormais permises par la réglementation française et industrialisées par le plus grand GRD français (Enedis, qui couvre 95 % du territoire français).
- **Les ORI pour les consommateurs:** elles consistent en une offre de raccordement d'une installation de consommation à un prix inférieur à celui des offres de raccordement dites de référence (équivalent des tarifs non-périodiques), en échange de différents services de flexibilité (non définis précisément à ce jour). La CRE avait recommandé aux pouvoirs publics français de permettre la mise en place d'ORI pour les consommateurs. En effet, ce cadre permettrait selon la CRE, notamment, de généraliser les raccordements innovants des dépôts de bus et de flottes de véhicules électriques, mais aussi faciliter le développement du stockage dans les réseaux dans lesquels se trouvent des contraintes. Cependant la réglementation encadrant le raccordement des consommateurs n'a pas évolué pour permettre de tels ORI, mais les pouvoirs publics ont néanmoins lancé fin 2021 un groupe de travail sur le raccordement qui devrait aboutir à une proposition de refonte de certaines parties du code de l'énergie dédiées au raccordement, avec les ORI consommateurs à l'ordre du jour de ce groupe de travail.

La mise en place d'ORI pour les producteurs en RBC ne nous paraît pas appropriée, Sibelga ne rencontrant presque pas de problèmes de congestion liés aux productions renouvelables décentralisées.

La mise en place d'ORI pour les consommateurs en RBC ne nous paraît pas non plus appropriée, en raison de la difficulté voire l'impossibilité de mise en œuvre de telles offres en respectant les règles du marché de la flexibilité.

⁴² Source : [Rapport de la CRE intitulé « Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents » - Mai 2022](#)

8. Orientations proposées pour l'évolution de tarification de la distribution de gaz

Les modifications introduites par la méthodologie 2020-2024 (indépendance de l'infrastructure de comptage dans la fixation du tarif d'utilisation, suppression du tarif capacitaire pour les clients télérelevés et facteur de dégressivité du T5) ont constitué des changements importants et BRUGEL entend maintenir une structure tarifaire stable pour la période 2025-2029.

Afin d'éviter les coûts de déploiement pour les différents acteurs de marché d'une nouvelle forme de tarification de la distribution de gaz, et en l'absence de besoin, il n'est pas recommandé de procéder à une refonte fondamentale du tarif design gaz.

Cependant, une meilleure paramétrisation pourrait permettre une meilleure atteinte des objectifs de BRUGEL sans perturber le marché.

Ainsi, la subsidiation *de facto* dont bénéficient les petites consommations dans la tarification 2020-2024 apparaît comme injustifiable.

En effet, dans le cadre de la transition énergétique, il n'est pas opportun de subsidier des consommations (production d'eau chaude, chauffage d'appoint) pouvant être facilement remplacées par des alternatives décarbonées.

De plus, des publications⁴³ laissent entendre que les fuites de méthane sont plus fréquemment liées à de petites consommations (gazinière) qu'à des consommations plus importantes (chauffage).

Ainsi, dans le respect des principes tarifaires et afin d'atteindre au mieux ses objectifs, BRUGEL recommande que le tarif appliqué aux petites consommations présente une meilleure réflectivité des coûts engendrés par cette distribution.

Concrètement, cela passera pas une identité entre le T1 et le T2, ou à tout le moins, un sérieux rapprochement.

SIBELGA a analysé l'impact pour les consommateurs de la fixation d'un tarif unique pour le T1 et le T2, situé à un niveau proche du T2 actuel. Les conclusions peuvent être résumées comme suit :

- 50% des consommateurs T1 verraient leurs coûts de distribution augmenter de plus de 25€, mais de moins de 30€, ce qui constitue un doublement de ces coûts ;
- Pour les consommateurs T2, le nouveau tarif entrainera une baisse des frais de distribution de moins de 20€/an mais qui sera proportionnellement très faible en comparaison de leurs frais de distribution totaux (entre 10% et 12% de la facture de distribution d'un consommateur résidentiel respectivement moyen ou médian).

43 Methane and NOx Emissions from Natural Gas Stoves, Cooktops, and Ovens in Residential Homes Eric D. Lebel, Colin J. Finnegan, Zutao Ouyang, and Robert B. Jackson Environmental Science & Technology 2022 56 (4), 2529-2539 DOI: 10.1021/acs.est.1c04707

9. Synthèse des évolutions proposées

Tarif d'utilisation du réseau :

URD	2020-2024	2025-2027	2028 et au-delà
TMT, MT, TBT, BT≥56 kVA	Avec mesure de pointe (AS IS)		
BT<56 kVA	Sans mesure de pointe		
	Part capacitaire appliquée à la puissance mise à disposition, avec poids de 20 %, applicable à tous les compteurs (classiques et intelligents)	I/1/25 : renforcement poids de la part capacitaire (30 à 40 %) Dès que possible : part capacitaire appliquée à la puissance souscrite, pour les URD qui le demandent (installation d'un compteur intelligent avec consentement de l'URD pour la collecte des données personnelles)	Part capacitaire appliquée à la puissance souscrite : <ul style="list-style-type: none"> Pour les URD équipées d'un compteur intelligent et donnant leur consentement explicite ou implicite pour la collecte de toutes leurs données personnelles dans le compteur : dans ce cas l'URD passe au tarif évolué.
	Tarif simple : <ul style="list-style-type: none"> Part proportionnelle à l'énergie sans différenciation temporelle Applicable aux compteurs classiques et intelligents 	Tarif simple : <ul style="list-style-type: none"> Part proportionnelle à l'énergie sans différenciation temporelle Applicable aux compteurs classiques et intelligents 	Tarif simple : <ul style="list-style-type: none"> Part proportionnelle à l'énergie sans différenciation temporelle Applicable aux compteurs classiques et aux compteurs intelligents des URD ne donnant pas leur consentement pour la collecte de leurs données personnelles
Tarif bihoraire : <ul style="list-style-type: none"> Part proportionnelle à l'énergie avec différenciation temporelle à 2 plages (HP : 7h-22h semaine, HC : 22h-7h, week-ends et jours fériés légaux) Applicable aux compteurs classiques et intelligents 	Tarif bihoraire : <ul style="list-style-type: none"> Option 1 : statu quo Option 2 : suppression des heures creuses entre 7h et 22h le week-end et les jours fériés dès le 1er janvier 2025 Applicable aux compteurs classiques et intelligents 	Tarif bihoraire : <ul style="list-style-type: none"> Suppression des heures creuses entre 7h et 22h le week-end et les jours fériés dans le cadre du tarif bihoraire Applicable aux compteurs classiques et aux compteurs intelligents des URD ne donnant pas leur consentement (explicite ou 	

			implicite) pour la collecte de leurs données personnelles
	Pas de tarif évolué	Pas de tarif évolué	Tarif évolué part consommation : <ul style="list-style-type: none"> • Part proportionnelle à 3 plages • Applicable aux compteurs intelligents des URD ayant donné leur consentement explicite ou implicite pour la collecte de toutes leurs données personnelles dans le compteur, et en particulier au partage d'énergie de tout type
Partage d'énergie	Type A : part proportionnelle à 0 pour l'énergie partagée Type B : part proportionnelle HP/HC à 50 % du tarif bihoraire pour l'énergie partagée Type C : aucun avantage sur l'énergie partagée Type D : aucun avantage sur l'énergie partagée	Option 1 : statu quo Option 2 : recalibrage à la baisse de l'avantage octroyé au partage d'énergie pour les partages types A et B, le cas échéant étendu aux types C et D. Cet avantage est calibré pour être cohérent avec l'estimation du gain futur moyen qui sera obtenu par l'application de la tarification évoluée	Pour le partage d'énergie : <ul style="list-style-type: none"> • Option 2 : aucun avantage en sus du tarif évolué • Option 1 : en sus du tarif évolué, le partage type A et type B (le cas échéant type C et type D également) bénéficie d'un avantage additionnel sur les termes proportionnels hors période de pointe

Tarif pour l'activité de mesure et comptage : à compter du 1/1/25, conservation d'un tarif séparé de l'utilisation du réseau indépendant du type de compteur et de l'usage (option 1), ou suppression de ce tarif avec intégration des coûts correspondants dans le tarif d'utilisation du réseau (option 2), ou extension de ce tarif indépendant du type de compteur et de l'usage à un périmètre plus large incluant la gestion des données (options 3)

Surcharges : la structure tarifaire actuelle est conservée en l'état pour la période 2025-2029.

Tarif des obligations de service public : la structure tarifaire actuelle est conservée en l'état pour la période 2025-2029.

Tarifs de transport : la structure tarifaire actuelle est conservée en l'état pour la période 2025-2029.

Tarifs non-périodiques : à compter du 1/1/25, introduction dans le cadre de la tarification des nouveaux raccordements d'un nouveau tarif non périodique de puissance mise à disposition en €/kVA appliqué à la puissance du nouveau raccordement, et introduction d'un nouveau tarif de renforcement de raccordement en €/kVA appliqué à la puissance supplémentaire mise à disposition dans le cadre du renforcement.